



INFORME TRIMESTRAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 2023 A AGOSTO DE 2023

La **BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A.** en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta el informe trimestral de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia.

CONTENIDO

1

Hechos destacados del trimestre

2

Información transaccional

3

**Resultados de los mecanismos de comercialización -
Subastas**

4

**Reporte de información Cuentas de
Balance**

5

Indicadores CREG del Mercado Primario

6

Convenciones y terminología

1

Hechos destacados del trimestre

Con la **implementación del esquema de comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario** establecido en las Resoluciones CREG 185 de 2020 y 001 de 2021, en el trimestre estándar de negociación junio a agosto de 2023 **se registraron en total 28 contratos**, bajo la modalidad que garantiza firmeza.

En cuanto a la aplicación de la Res. CREG 001 de 2021, dado que no se determinó congestión contractual en ninguno de los tramos del SNT, no se activó el mecanismo de asignación de capacidad en los casos en las que las solicitudes de los remitentes superan la Capacidad Disponible Primaria (CDP).

La capacidad ofertada (rutas) aumento en un 40% con respecto al III trimestre del año anterior. Por su parte, la capacidad adjudicada aumentó en un 90% con respecto al mismo trimestre del año anterior, y se observó un aumento en la capacidad registrada del 69% en el mismo periodo.

Para los sectores GNVC e Industrial se presentó un incremento en la demanda de transporte de gas en un 3% y 66% respectivamente con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.

La capacidad ofertada aumentó un 22% en comparación con el mismo periodo del año anterior. Los tramos más ofertados fueron La Mami-Barranquilla, y Barranquilla-Cartagena.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Primario disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 22,252 a 6,688 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada presentó un aumento del 56% a nivel de número de negociaciones, así como un aumento del 25% de las capacidades al pasar de 11,064 a 13,790 KPCD en promedio diario transado.

En el mercado primario de suministro se contrataron en total 3,510 MBTUD, por medio de 3 operaciones producto de la ejecución del mecanismo de asignación de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB).

En las subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) para el III trimestre de 2023, el total de gas adjudicado fue de 39,491 MBTUD, producto de 20 operaciones. Los precios de adjudicación fluctuaron entre 6.00 y 13.10 USD/MBTUD.

2

Información transaccional

2.1 Resultados de la comercialización trimestral de Transporte

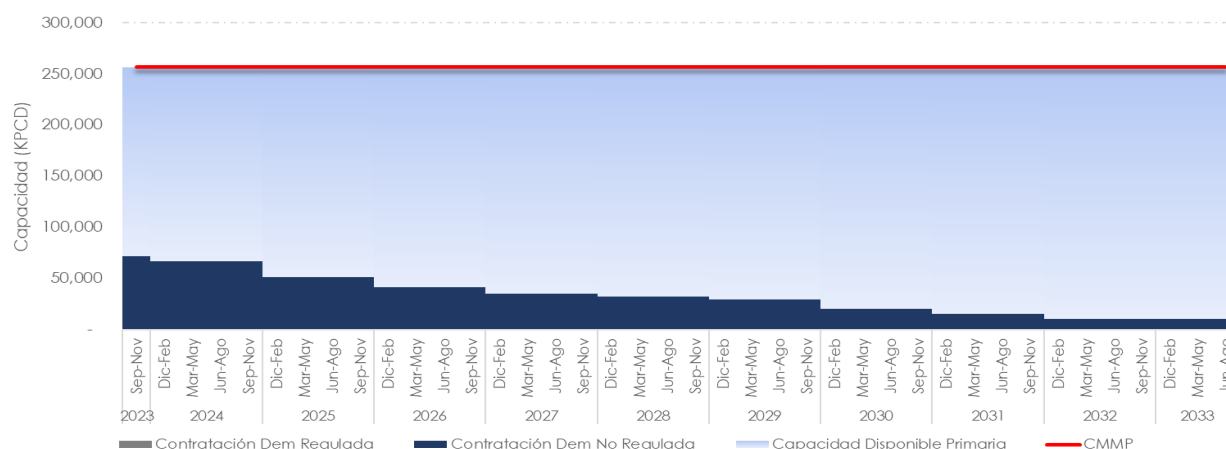
En esta sección se presentan los resultados consolidados de la comercialización de capacidad de transporte en el mercado primario, durante el trimestre estándar de negociación junio a agosto de 2023, con la aplicación del esquema establecido por la CREG mediante las Resoluciones 185 de 2020 y 001 de 2021.

Una vez transcurrido el trimestre de negociación, ante el Gestor del Mercado de Gas Natural se registraron veintiocho (28) contratos de transporte bajo modalidades que garantizan firmeza (Firme de capacidades trimestrales, Firmeza Condicionada y Opción de Compra).

A continuación, se presenta el resultado por transportador, de la contratación trimestral para los tramos en los que ingresa el gas de las principales fuentes de producción y para los tramos que representan la llegada a los principales centros de consumo. De igual manera, se presenta la contratación consolidada para cada tramo.

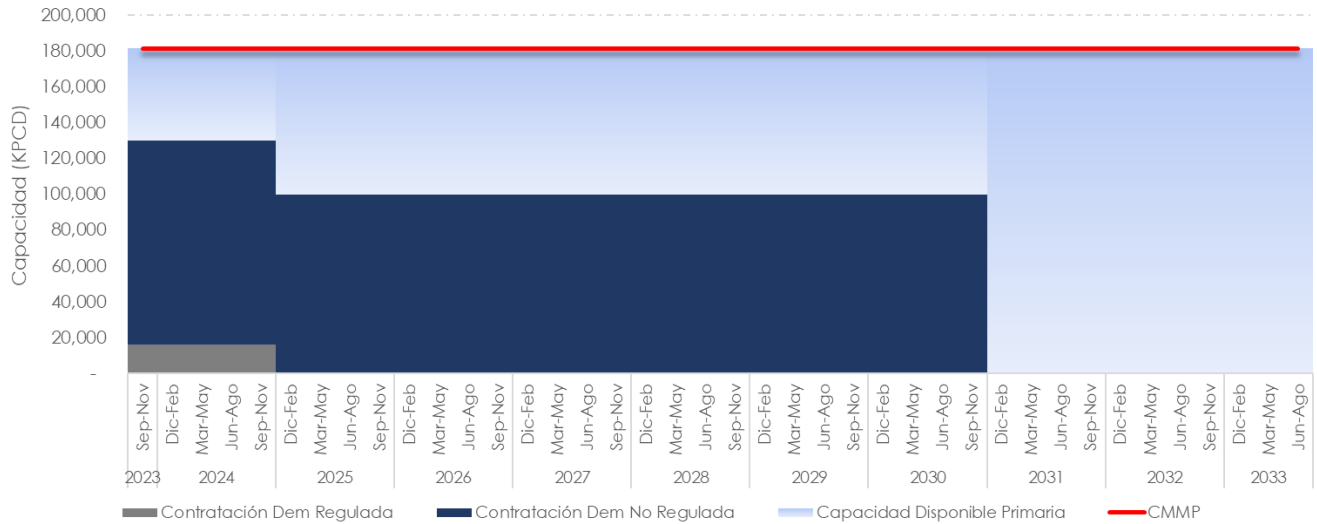
2.1.1 Promigas

Ballena – La Mami



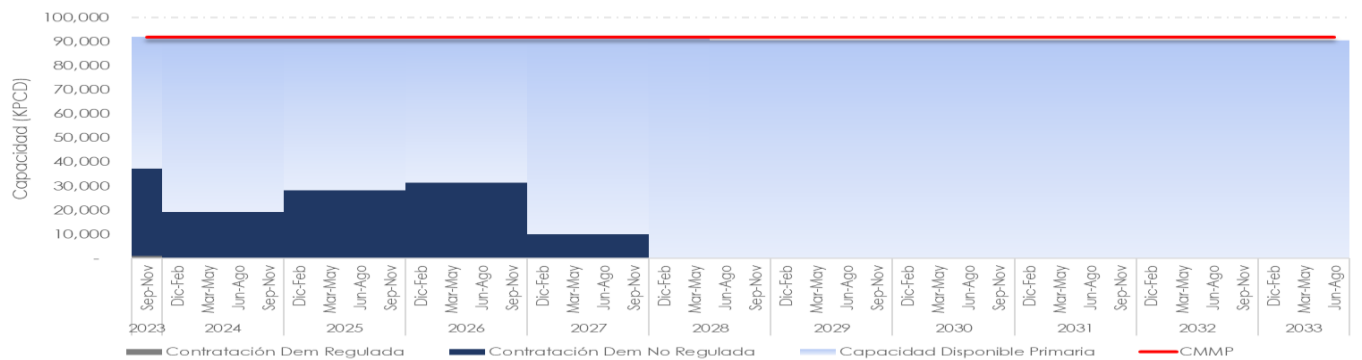
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	183,433	188,669	203,736	213,798	219,842	222,864	225,887	235,000	239,990	245,026	245,026
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	71,467	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074
Contratación en Firme	71,667	66,431	51,364	41,302	35,258	32,236	29,213	20,100	15,110	10,074	10,074
Conf. con Interrupciones	181,932										
CMMP	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600	256,600
Contratación firme/CMMP	28%	26%	20%	16%	14%	13%	11%	8%	6%	4%	4%

Jobo – Sincelejo



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	45,895	49,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	79,045	179,045	179,045	179,045
Contratación Trim MNR (2)	15,000	1,500	1,500	1,500	1,500	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	3,600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	41%	3%	2%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	15,951	15,951	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	114,049	114,049	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-
Contratación en Firme	130,000	130,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	35,473										
CMMP	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645	181,645
Contratación firme/CMMP	72%	72%	55%	55%	55%	55%	55%	0%	0%	0%	0%

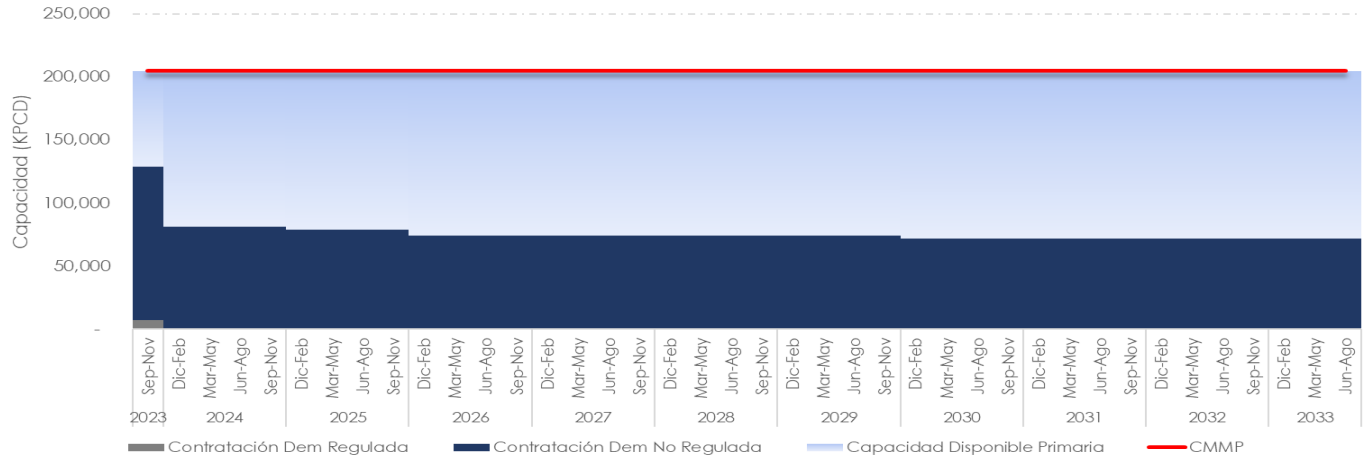
La Creciente – Sincelejo



Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	53,111	59,703	55,754	56,458	77,757	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500	90,500
Contratación Trim MNR (2)	-	11,577	6,461	2,600	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	0%	19%	12%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	1,004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	36,385	19,157	28,285	31,442	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	37,389	19,157	28,285	31,442	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	52,555										
CMMP	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000	92,000
Contratación firme/CMMP	41%	21%	31%	34%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Cartagena – Mamonal



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	72,579	112,139	118,866	125,509	121,194	130,509	130,509	132,509	132,509	132,509	132,509
Contratación Trim MNR (2)	3,625	8,441	3,714	2,000	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	3,000	3,000	3,000	3,000	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	5%	10%	6%	4%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	7,430	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	121,500	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Contratación en Firme	128,930	80,929	78,929	74,000	74,000	74,000	72,000	72,000	72,000	72,000	72,000
Conf. con Interrupciones	143,892										
CMMP	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509	204,509
Contratación firme/CMMP	63%	40%	39%	36%	36%	36%	35%	35%	35%	35%	35%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

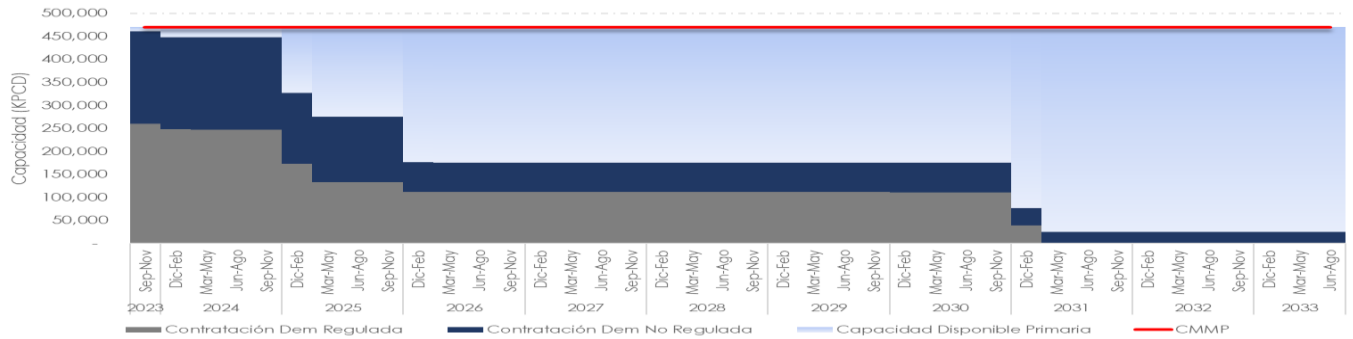
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

(3) Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado

2.1.2 Transportadora de Gas Internacional – TGI

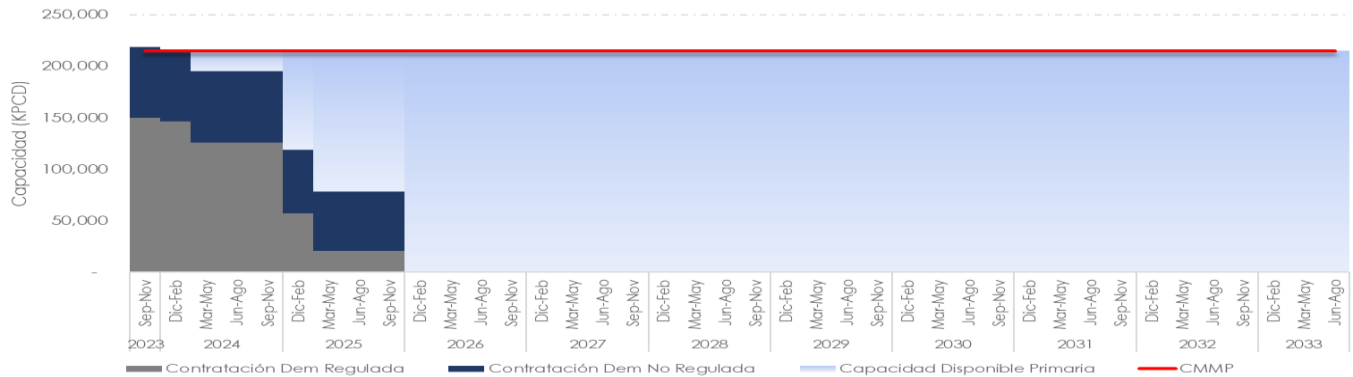
Cusiana – El Porvenir



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	6,360	9,525	32,118	280,317	284,901	284,896	284,973	284,408	285,408	434,856	434,856
Contratación Trim MNR (2)	-	1,400	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	155	9,554	9,830	9,830	80	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	2%	115%	31%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	260,226	246,776	132,654	111,783	111,787	111,790	111,795	111,360	217	220	-
Contratación en Firme MNR (3)	200,426	200,191	142,515	63,300	63,300	63,302	63,300	64,300	25,000	25,000	25,000
Contratación en Firme	460,652	446,967	275,169	175,083	175,087	175,092	175,095	175,660	25,217	25,220	25,000
Cont. con Interrupciones	1,699										
CMMP	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000	470,000
Contratación firme/CMMP	98%	95%	59%	37%	37%	37%	37%	37%	5%	5%	5%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

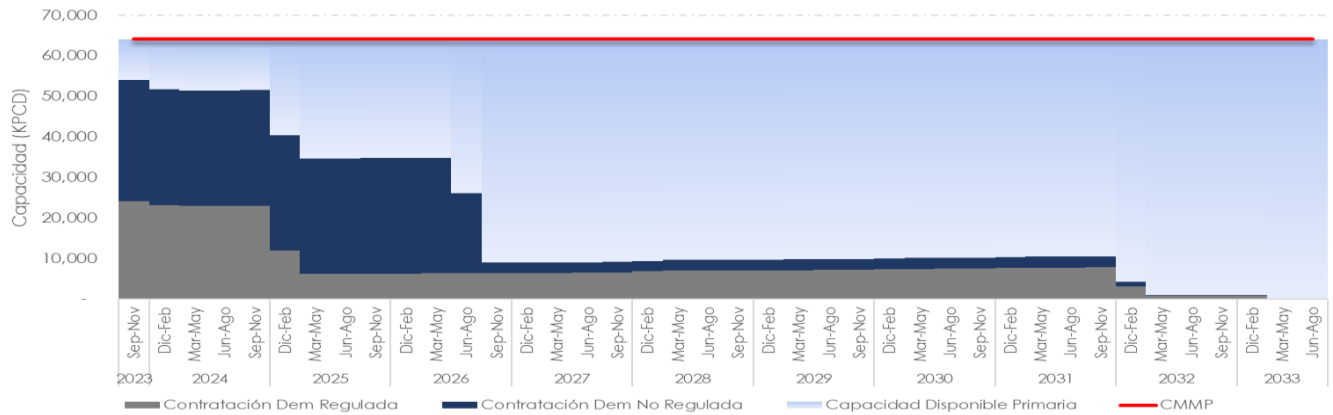
Cogua – Sabana



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	-	-	19,677	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación Trim MNR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	#¡DIV/0!	#¡DIV/0!	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	150,250	126,102	20,961	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	68,733	68,814	57,642	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	218,983	194,916	78,603	-	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	-										
CMMP	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000	215,000
Contratación firme/CMMP	102%	91%	37%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

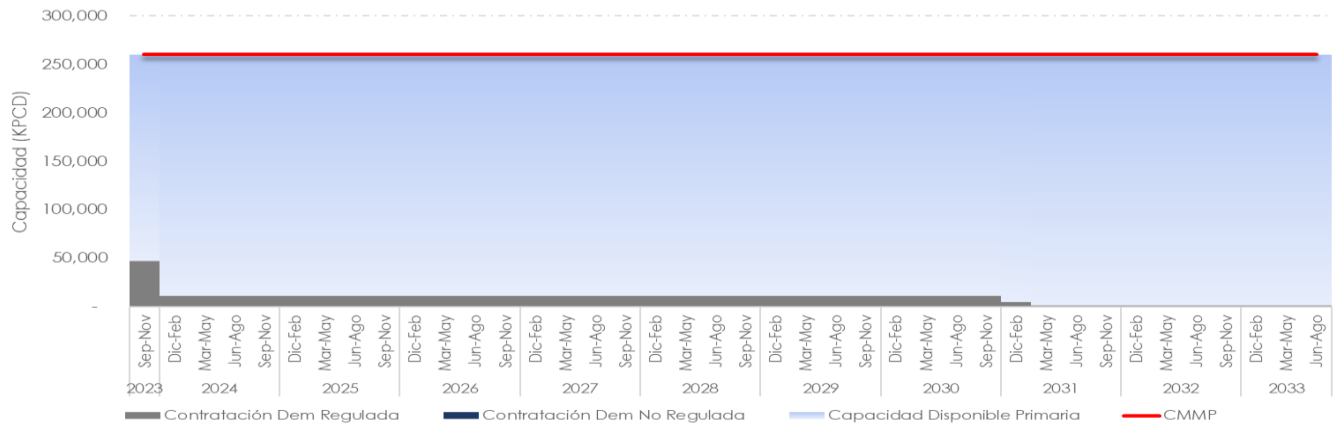
Cusiana – Apiay



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	7,888	10,880	11,334	28,019	53,759	53,296	53,285	52,966	52,634	52,728	63,159
Contratación Trim MNR (2)	4,529	3,950	2,900	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	267	267	267	267	267	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	61%	39%	28%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	24,082	22,949	6,169	6,265	6,406	6,808	7,069	7,327	7,640	735	-
Contratación en Firme MNR (3)	30,022	28,523	28,532	2,559	2,574	2,598	2,646	2,657	2,675	248	-
Contratación en Firme	54,104	51,472	34,701	8,824	8,980	9,406	9,715	9,984	10,315	983	-
Cont. con Interrupciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159	64,159
Contratación firme/CMMP	84%	80%	54%	14%	14%	15%	15%	16%	16%	2%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

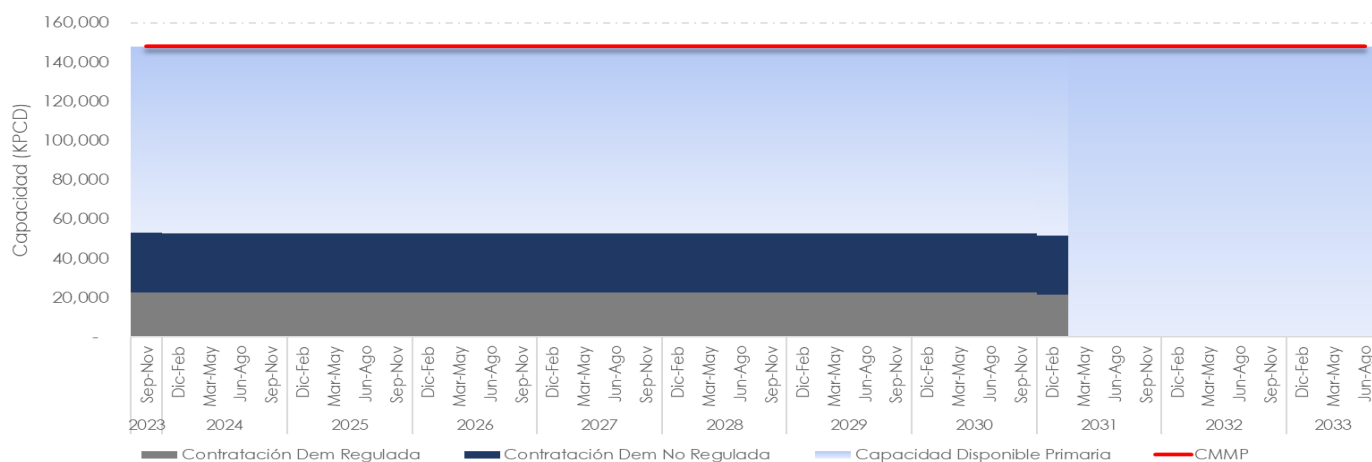
Ballena – Barrancabermeja



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	203,203	240,050	240,350	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	240,600	250,600	250,600
Contratación Trim MNR (2)	20,000	550	250	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	1,580	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	11%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	46,750	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400
Contratación en Firme MNR (3)	467	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	47,217	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	11,400	1,400	1,400	1,400
Cont. con Interrupciones	40,158	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CMMP	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000	260,000
Contratación firme/CMMP	18%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	1%	1%	1%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Armenia – Cali



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	94,744	95,224	95,224	95,224	95,400	95,400	95,400	95,400	96,400	148,000	148,000
Contratación Trím MNR (2)	7,400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trím MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	22,688	22,688	22,688	22,600	22,600	22,600	22,600	22,600	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	30,568	30,088	30,088	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	-	-	-
Contratación en Firme	53,256	52,776	52,776	52,600	52,600	52,600	52,600	52,600	-	-	-
Conf. con Interrupciones	5,000										
CMMP	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000	148,000
Contratación firme/CMMP	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

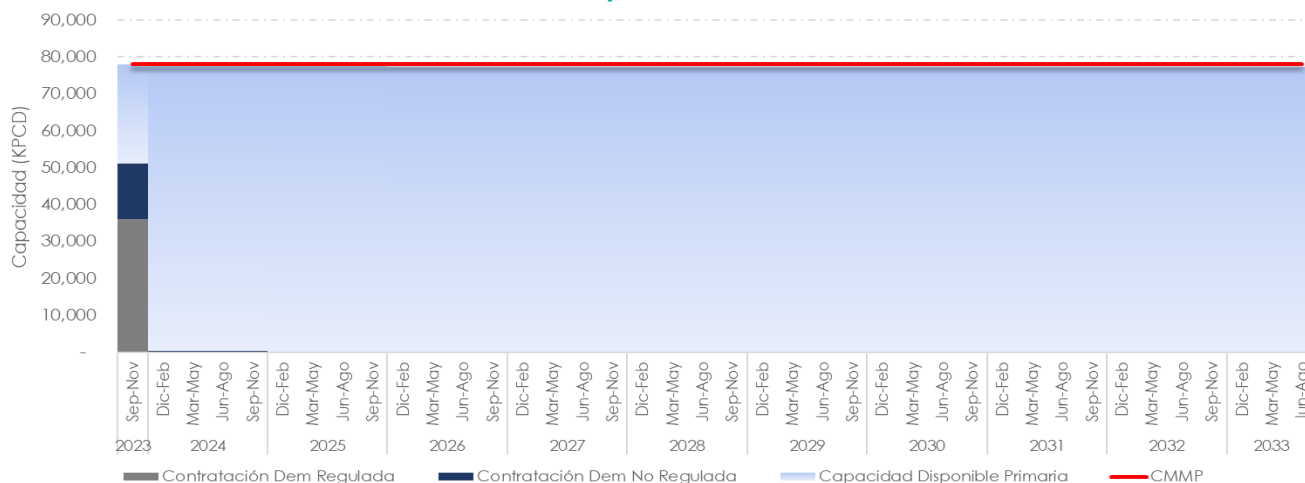
(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

(3) Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado

2.1.3 Transmetano

Sebastopol – Medellín



	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
CDP (1)	24,144	75,310	75,572	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402	77,402
Contratación Trim MNR (2)	5,385	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación Trim MR (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% CDP comprometida	22%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contratación en Firme MR (3)	36,080	180	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme MNR (3)	15,098	262	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratación en Firme	51,178	442	180	-	-	-	-	-	-	-	-
Cont. con Interrupciones	8,470										
CMMP	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
Contratación firme/CMMP	66%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: SEGAS. Cifras en KPCD

Nota: Las cifras se encuentran expresadas en KPCD

MR: Mercado Regulado

MNR: Mercado No Regulado

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo

CDP: Capacidad Disponible Primaria

(1) Capacidad Disponible Primaria (CDP) mínima del año gas

(2) Valor máximo de contratación para el año de gas bajo modalidades que garantizan firmeza, negociada durante el trimestre, para los mercados regulado y no regulado.

(3) Contratación acumulada bajo modalidades que garantizan firmeza para los mercados Regulado y No Regulado

2.1.4 Mecanismo de asignación ante congestión contractual – Resolución CREG 001 de 2021

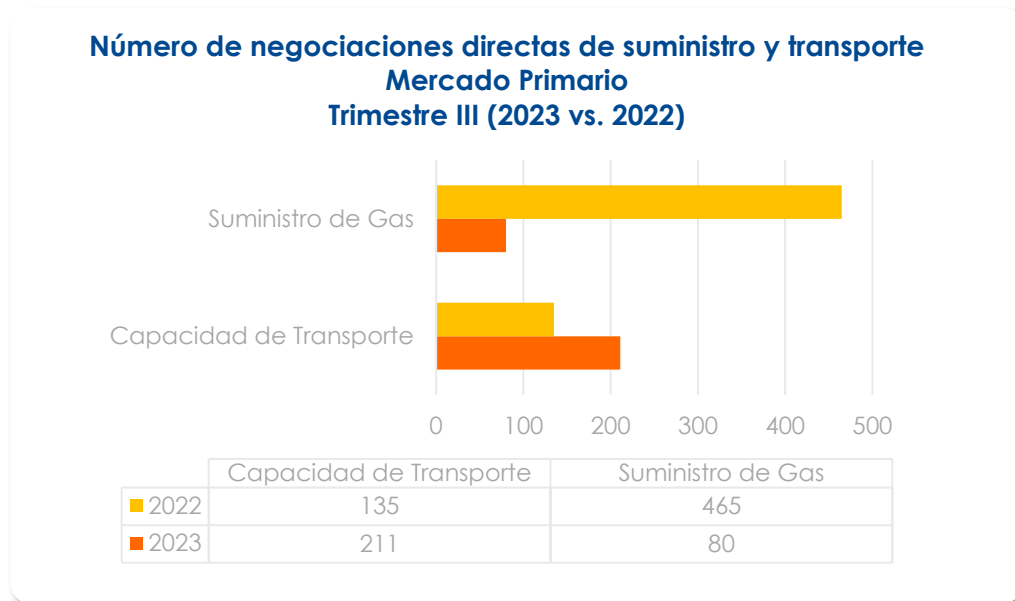
De acuerdo con los plazos establecidos en el Artículo 15 de la Resolución CREG 185 de 2020 y en la Circular CREG 018 de 2021, los transportadores efectuaron las declaraciones de la Capacidad Disponible Primaria (CDP) y de las solicitudes de los remitentes. De esta manera, al comparar las dos declaraciones, se determinó que para el trimestre estándar de negociación marzo a mayo de 2023 se presentó congestión contractual¹ en el tramo La Mami-Barranquilla del Sistema Nacional de Transporte – SNT; sin embargo, los agentes declarantes decidieron desistir de la capacidad de transporte solicitada por tal razón, no se

¹ La congestión contractual es definida como la condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período.

efectuaron los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 001 de 2021 y, por ende, no se activó el mecanismo de subasta para la asignación de capacidad de transporte ante congestión contractual.

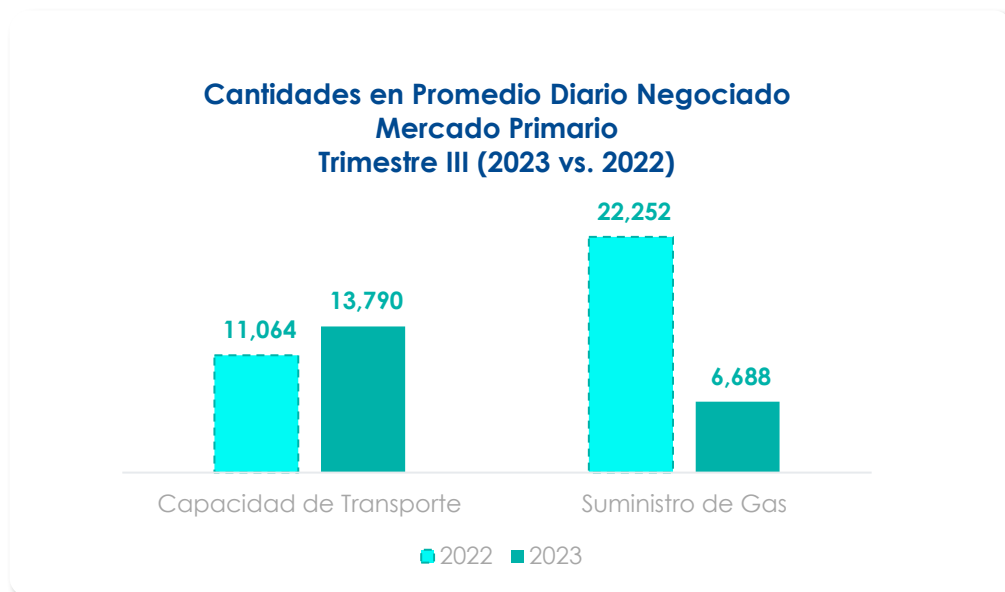
2.2 Mercado primario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte en el mercado primario para el trimestre estándar III de 2023.



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en el mercado primario.

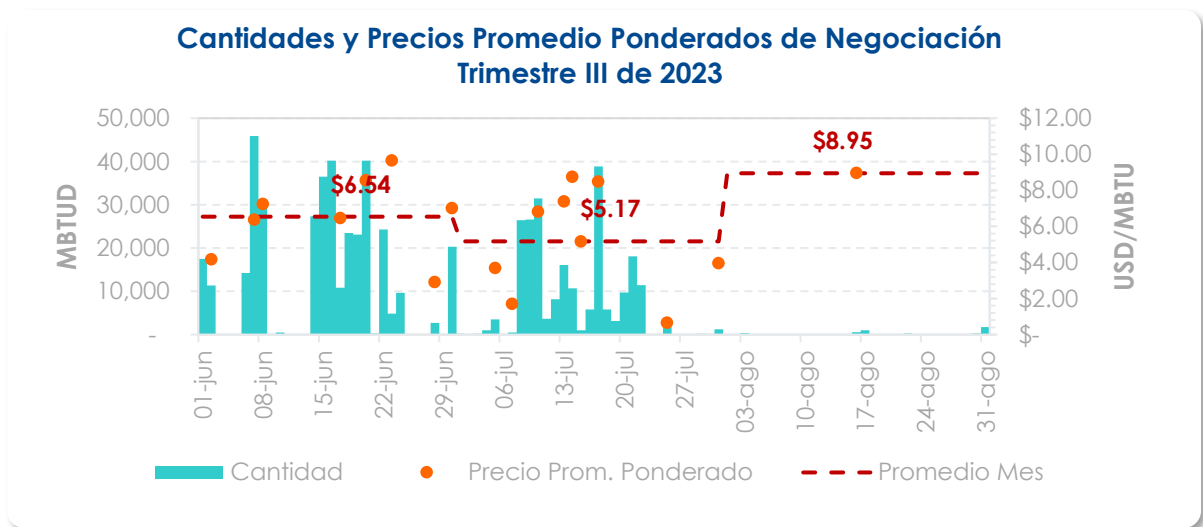


Fuente: SEGAS

Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas y KPCD para Capacidad de Transporte

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Primario disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior, al pasar de 22,252 a 6,688 MBTUD. Por su parte, la capacidad de transporte transada presentó un aumento del 56% a nivel de número de negociaciones, así como un aumento del 25% de las capacidades al pasar de 11,064 a 13,790 KPCD en promedio diario transado.

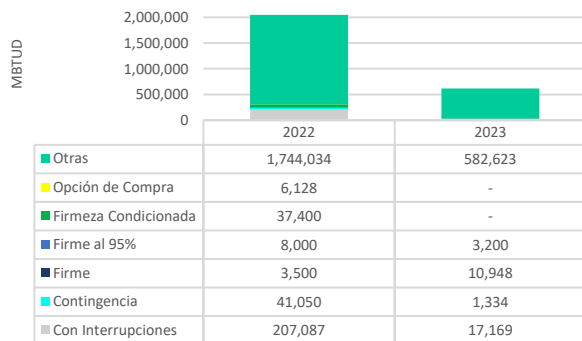
Suministro



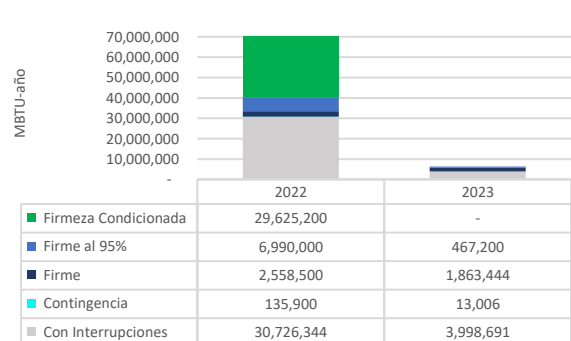
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada de forma directa por modalidad contractual para el trimestre estándar III de los años 2022 y 2023². Se destaca el aumento de la energía negociada de las modalidades “Firme” la disminución de la energía negociada de las modalidades “Contingencia” y “Con Interrupciones” para el trimestre de análisis del año 2023.

Cantidad agregada Negociada* MP por Modalidad (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim III



Energía Negociada** MP por Modalidad (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim III



Fuente: SEGAS

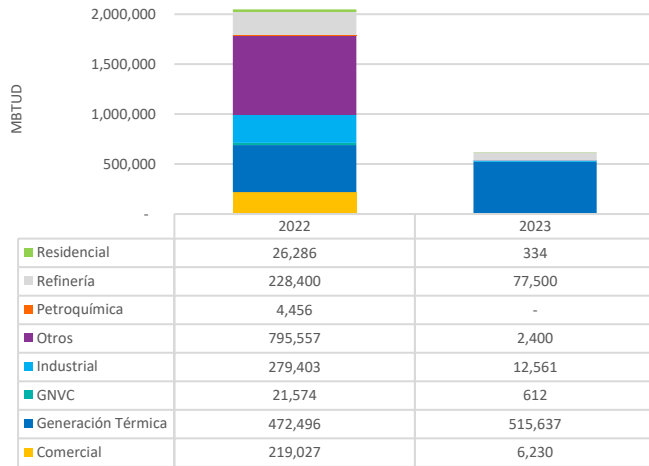
* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

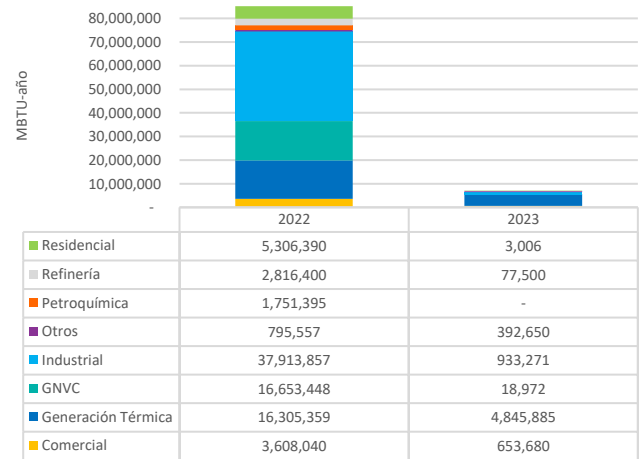
² La energía se calcula como el producto de la cantidad pactada y la duración del contrato.

Al evaluar el sector de consumo del suministro de gas natural negociado durante el trimestre de análisis, se concluye que en su mayoría las cantidades de energía transadas se contrataron y registraron con destino al consumo de los sectores Generación Térmica e Industrial.

Cantidad agregada Negociada* MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim III



Energía Negociada MP por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim III**



Fuente: SEGAS

* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por sector de consumo.

**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por sector de consumo.

*****Importante:** La información contenida en el presente documento corresponde a las declaraciones efectuadas por los agentes del mercado de gas natural al Gestor del Mercado de Gas; los datos operativos podrán surtir actualizaciones conforme a lo establecido en las Resoluciones CREG 185 y 186 de 2020.

Precios del mercado primario

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$1.70 y \$8.97 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto de Entrega Mercado Primario – Trimestre III de 2023 (USD/MBTU)

Punto de Entrega	2022	2023
AGUAS BLANCAS	NA	\$ 3.60
ANDINA	NA	ND
ARRECIFE	\$ 3.80	\$ 4.80
BALLENA	\$ 5.45	NA
BLOQUE VIM 21	ND	NA
BULLERENGUE	\$ 5.06	\$ 7.75
CAMPO LA BELLEZA	NA	\$ 2.38
CAPACHOS	NA	ND
CARTAGENA	\$ 6.80	\$ 8.97

Punto de Entrega	2022	2023
CERRO GORDO	NA	\$ 7.50
CHUCHUPA	\$ 3.65	NA
Cupiagua Sur	\$ 4.54	\$ 3.95
FLOREÑA	NA	\$ 4.13
HOCOL	\$ 4.04	NA
JOBO	\$ 8.55	\$ 6.69
LA MAMI	\$ 6.65	ND
LA PUNTA	\$ 1.20	NA
MAMONAL	\$ 8.63	NA
PALAGUA	NA	\$ 3.68
PAYOA	ND	NA
PK8 CUPIAGUA	ND	NA
RECETOR WEST	ND	ND
SAN ROQUE	NA	\$ 1.70
TISQUIRAMA	NA	\$ 1.70

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

NA: No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicho punto de entrega.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Primario – Trimestre III de 2023 (USD/MBTU)

Modalidad	2022	2023
Con Interrupciones	\$ 4.31	\$ 3.04
Contingencia	\$ 5.56	\$ 7.75
Firme	ND	\$ 4.00
Firme al 95%	\$ 5.28	ND
Firmeza Condicionada	\$ 4.18	NA
Opción de Compra	\$ 6.75	NA
Otras	\$ 6.84	\$ 7.00

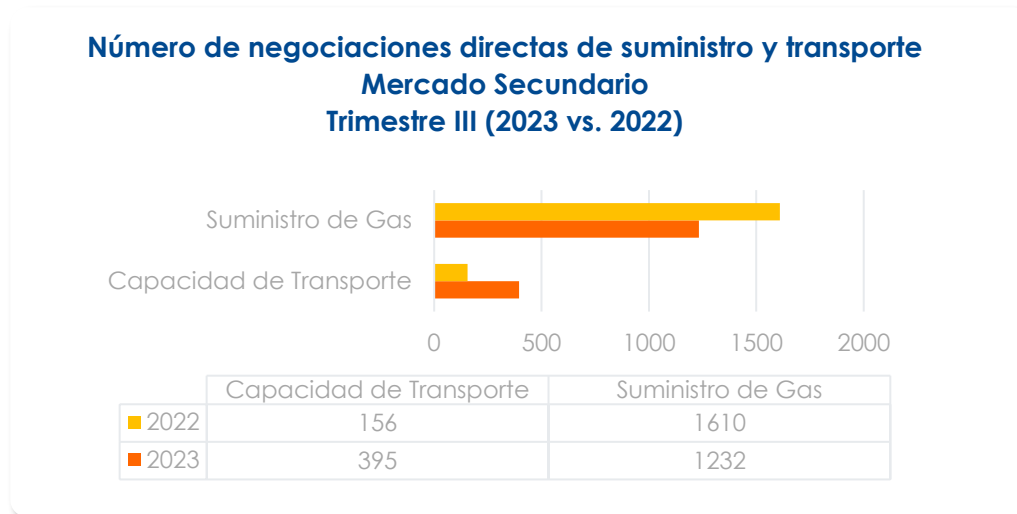
Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

NA: No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

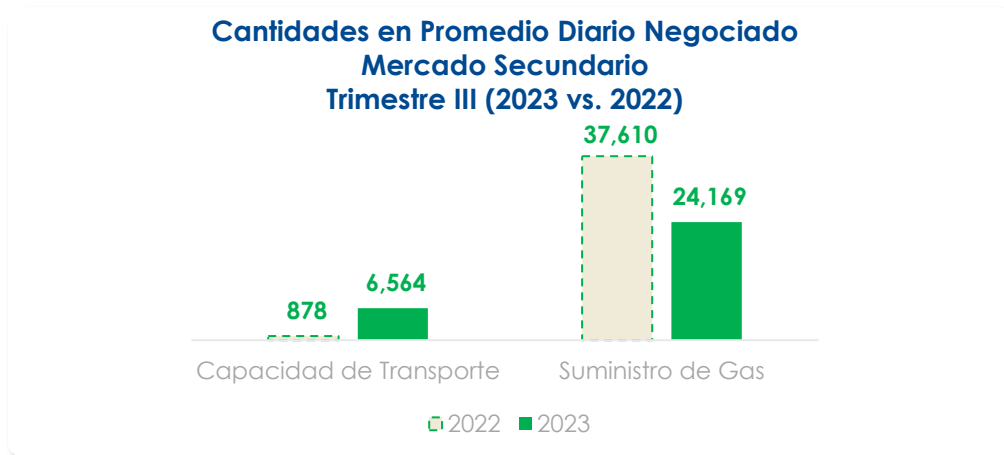
2.3 Mercado secundario

A continuación, se presenta una síntesis de las negociaciones de suministro y capacidad de transporte desarrolladas en el mercado secundario para el trimestre estándar III de 2023.



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en el mercado secundario.



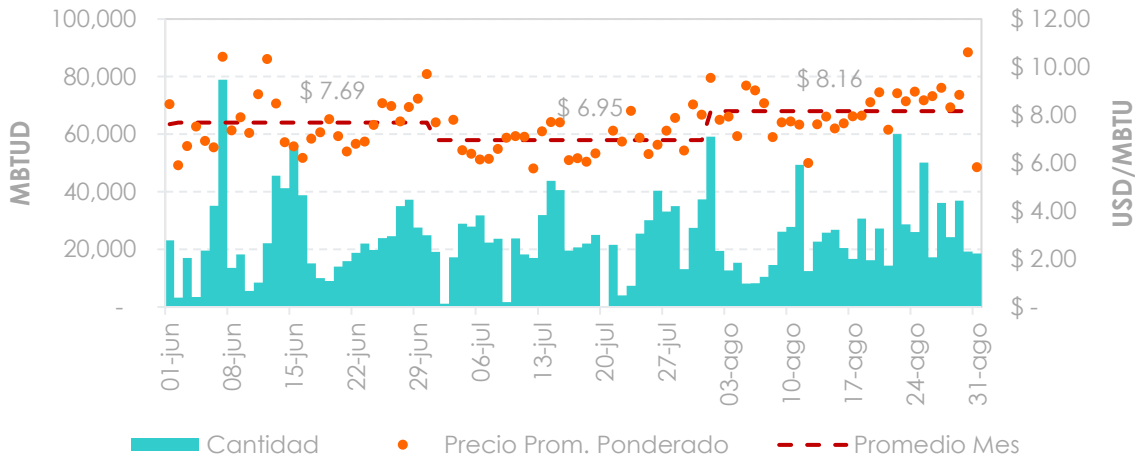
Fuente: SEGAS

Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas y KPCD para Capacidad de Transporte

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en el Mercado Secundario disminuyó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 36%, pasando de 37,610 a 24,169 MBTUD; por su parte, la capacidad promedio diaria negociada de capacidad de transporte reflejó un aumento significativo al pasar de 878 a 6,564 KPCD.

Suministro

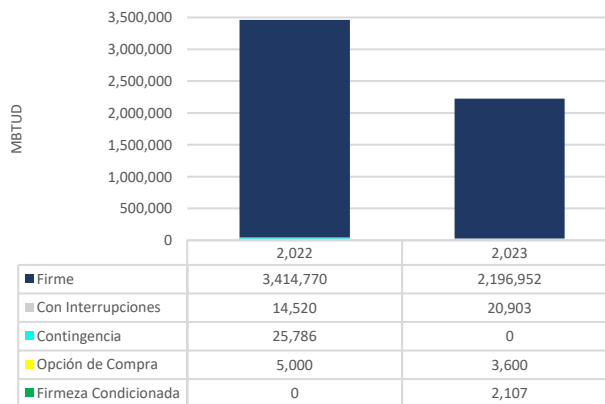
Cantidades y Precios Promedio Ponderados por cantidad negociados diariamente en el mercado secundario de suministro Trimestre III de 2023



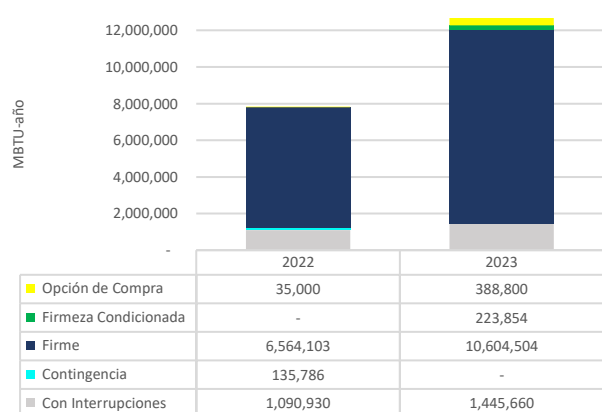
Fuente: SEGAS

En las siguientes graficas se observan las cantidades agregadas y energía negociada por modalidad contractual para el trimestre estándar III de los años 2022 y 2023. Se destaca que la mayor parte de las cantidades de energía negociadas de manera directa se registraron bajo las modalidades "Firme" y "Con Interrupciones".

Cantidad agregada Negociada* MS por Modalidad (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim III



Energía Negociada MS por Modalidad (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trim III**



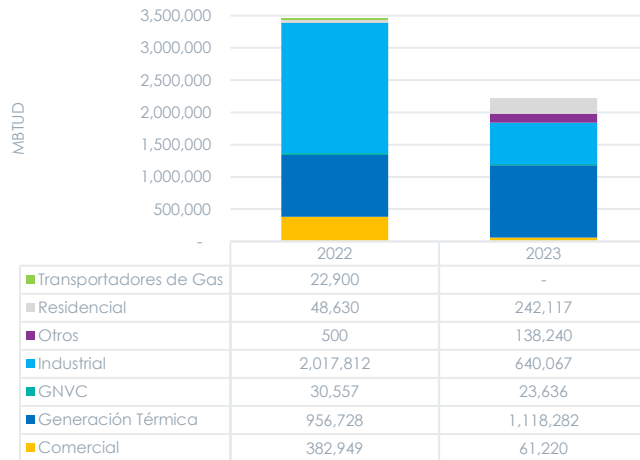
Fuente: SEGAS

* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por modalidad

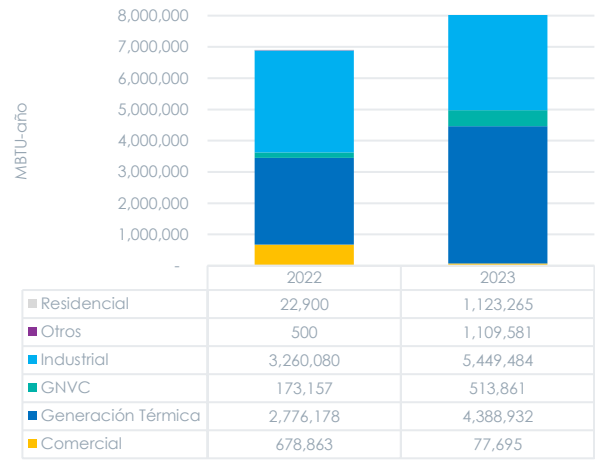
**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por modalidad

Al evaluar el sector de consumo del suministro de gas natural negociado durante el trimestre de análisis, se concluye que en su mayoría las cantidades de energía transadas se contrataron y registraron con destino al consumo de los sectores Industrial y Generación Térmica.

Cantidad agregada Negociada* MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trimestre III



Energía Negociada MS por Sector Consumo (Neg. Directa) 2023 vs 2022 – Trimestre III**



Fuente: SEGAS

* Corresponde a la suma de las cantidades trimestralmente negociadas por sector de consumo

**Corresponde a la suma de la energía (cantidad por duración) trimestralmente negociada por sector de consumo

Precios del mercado secundario

Los precios de negociación promedio ponderados por cantidades estimados por punto de entrega y registrados durante el trimestre, fluctuaron entre los \$3.55 y \$12.21 USD/MBTU.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Punto Estándar de Entrega Mercado Secundario – Trimestre III de 2023 (USD/MBTU)

Punto Entrega	2022	2023
AGUAS BLANCAS	ND	\$ 4.35
BALLENA	\$ 7.15	\$ 9.03
BARRANCABERMEJA	\$ 5.82	\$ 8.38
BULLERENGUE	\$ 5.35	\$ 8.84
CARAMELO	NA	\$ 6.70
CUSIANA	\$ 4.89	\$ 4.97
FLOREÑA	NA	\$ 3.55
GIBRALTAR	NA	ND

Punto Entrega	2022	2023
HOCOL	ND	NA
JOBO	\$ 6.60	NA
LA CRECIENTE	ND	NA
MAMONAL	\$ 6.89	\$ 8.80
SEBASTOPOL	\$ 5.15	\$ 9.19
TUCURINCA	\$ 7.17	NA
VASCONIA	\$ 5.46	\$ 6.06
NO SNT	\$ 12.65	\$ 12.21

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicho punto de entrega.

Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad Mercado Secundario – Trimestre III de 2023 (USD/MBTU)

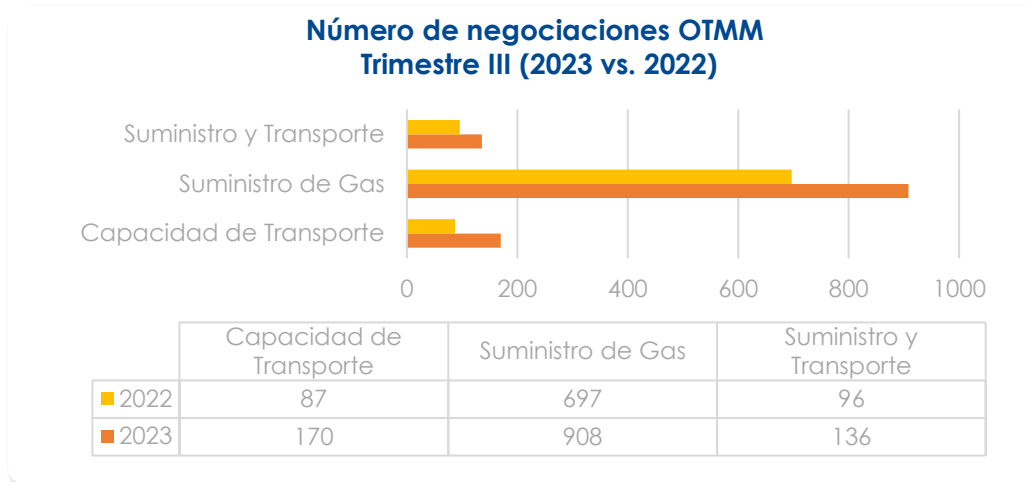
Modalidad	2022	2023
Con Interrupciones	\$ 6.65	\$ 6.20
Contingencia	\$ 8.50	NA
Firme	\$ 6.70	\$ 7.78
Firmeza Condicionada	NA	\$ 4.27
Opción de Compra	ND	\$ 14.11

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.**NA:** No aplica al no haberse registrado negociaciones respecto de dicha modalidad.

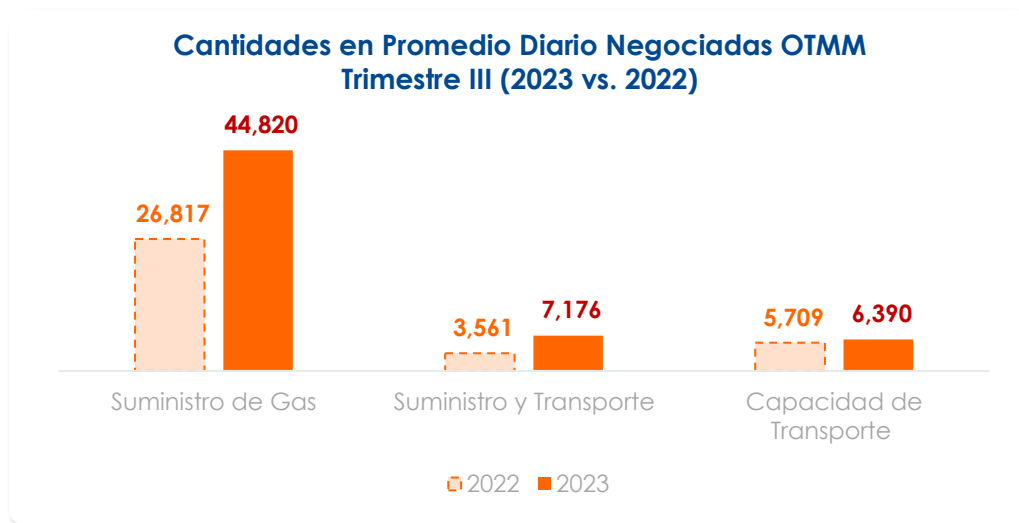
2.4 Mercado OTMM

Al contrastar el nivel de negociaciones de Otras Transacciones del Mercado Mayorista (OTMM) del trimestre estándar III de 2023 con respecto al mismo periodo de 2022, se observa un incremento en el número de operaciones registradas del producto “suministro”, “capacidad de transporte” y “suministro y transporte”.



Fuente: SEGAS

En la siguiente gráfica se presentan las cantidades promedio diario negociadas en OTMM.



Fuente: SEGAS

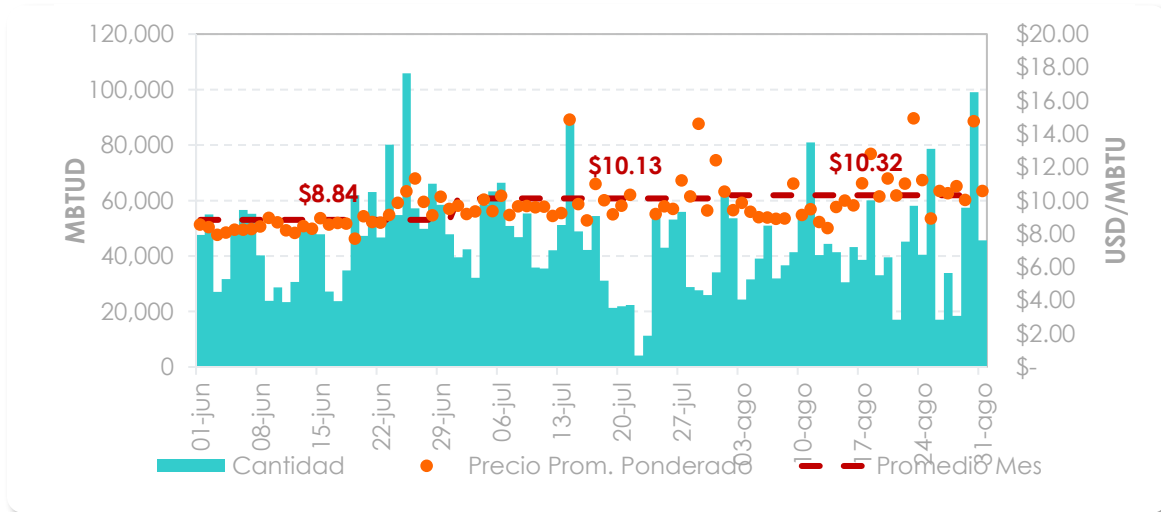
Cifras expresadas en MBTUD para Suministro de Gas, KPCD para Capacidad de Transporte y MBTUD para Suministro y Transporte.

La cantidad de suministro de gas promedio diaria transada de manera bilateral en OTMM incrementó con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior en un 67%, pasando de 26,817 a 44,820 MBTUD; por su parte, la capacidad de transporte promedio diaria negociada aumentó en un 12% pasando de 5,709 a 6,390 KPCD. Finalmente, el producto suministro y transporte aumentó en un 102% pasando de 3,561 a 7,176 MBTUD.

Suministro – OTMM

a. Cantidades y precios promedios OTMM – Suministro

Cantidades y Precios Promedios Ponderados por cantidad negociados diariamente en OTMM
Trimestre III de 2023

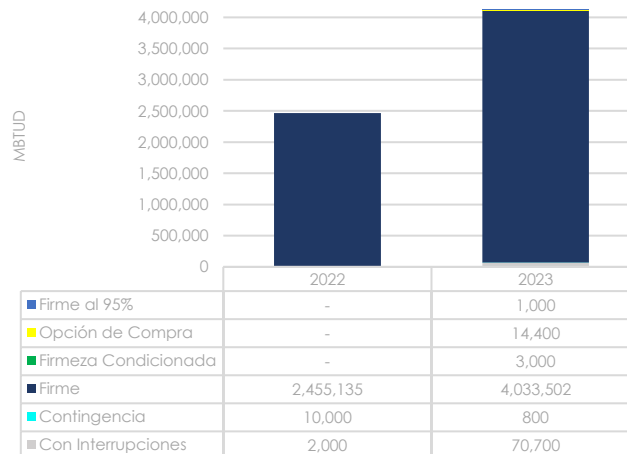


Fuente: SEGAS

b. Modalidad contractual OTMM – Suministro

En el trimestre estándar III de 2023 se transaron cantidades de suministro de gas bajo la modalidad “Firme” que representaron cerca del 97.8% de la contratación promedio diaria registrada, seguida de las modalidades “Con Interrupciones” y “Opción de Compra” que agregaron el 2.2% de las cantidades promedio diario negociadas.

Modalidad contractual OTMM Suministro
2023 vs. 2022 – Trimestre III



Fuente: SEGAS

**Precios Promedio Ponderado de Negociación por Modalidad OTMM
Suministro – Trimestre III de 2023 (USD/MBTU)**

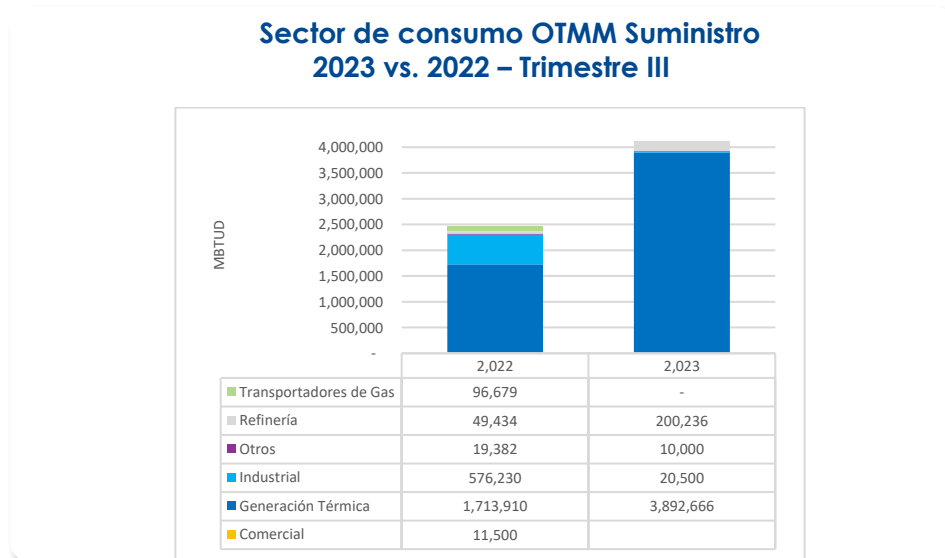
Modalidad contractual	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Con Interrupciones	\$ 23.39
Contingencia	ND
Firme	\$ 9.59
Firmeza Condicionada	ND
Opción de Compra	\$ 2.30
Firme al 95%	ND

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

c. Sector de consumo OTMM – Suministro

La siguiente gráfica presenta la cantidad de suministro registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar III de 2023, el cual se compara con el mismo periodo del año 2022. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 94% y el sector refinería con el 5%.



Fuente: SEGAS

La siguiente tabla presenta los precios de negociación promedio ponderados por cantidades de suministro de gas natural estimados por sector de consumo y registrados durante el trimestre estándar III de 2023 en OTMM:

**Precio Promedio Ponderado de Negociación por Sector de Consumo OTMM
Suministro – Trimestre III de 2023 (USD/MBTU)**

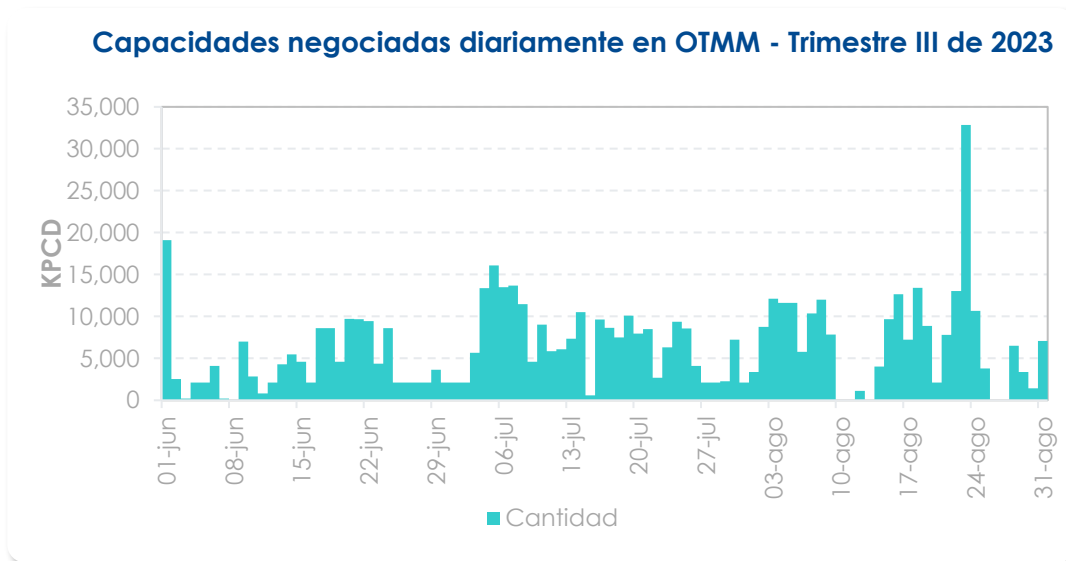
Sector de Consumo	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Generación Térmica	\$ 9.79
Industrial	\$ 9.18
Otros	\$ 6.70
Refinería	\$ 12.14

Fuente: SEGAS

ND: No disponible por tratarse de negociaciones únicas.

Transporte – OTMM

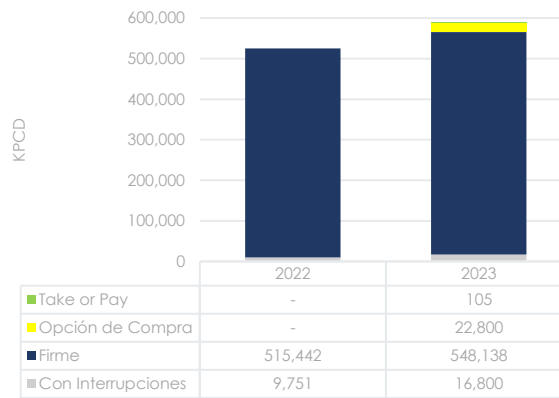
a. Capacidades OTMM – Transporte



b. Modalidad contractual OTMM – Transporte

Para el trimestre III de 2023, aumentó la capacidad de transporte negociada en OTMM en comparación con el mismo periodo del año 2022; se resalta un aumento del 72% en las capacidades negociadas bajo la modalidad “Con Interrupciones”.

Modalidad contractual OTMM Transporte - Trimestre III (2023 vs. 2022)

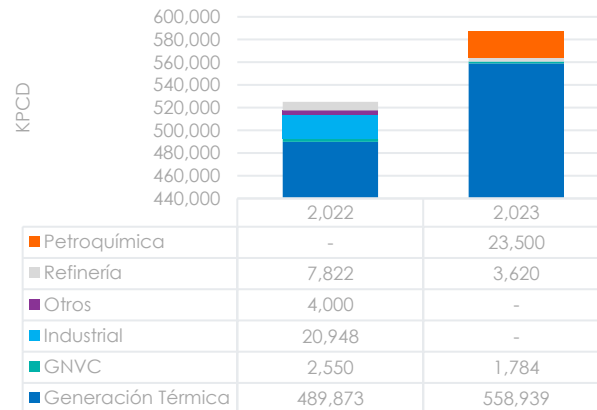


Fuente: SEGAS

c. Sector de consumo OTMM – Transporte

La siguiente gráfica presenta la capacidad de transporte registrada por sector de consumo en OTMM del trimestre estándar III de 2023, el cual se compara con el mismo periodo del año 2022. Se resalta la participación de las cantidades negociadas con destino al sector térmico que representaron alrededor del 95% y el sector petroquímico con el 4%.

Sector de consumo OTMM Transporte - Trimestre III (2023 vs. 2022)



Fuente: SEGAS

Nota: La información de esta sección es producto del debido registro y declaración de los agentes vendedores y compradores y podrá ser susceptible de cambios y/o ajustes dada la normatividad vigente.

3

Resultados de los mecanismos de comercialización - Subastas

Nota: La información de esta sección es producto del debido registro y declaración de los agentes vendedores y compradores y podrá ser susceptible de cambios y/o ajustes dada la normatividad vigente.

A continuación, se presentan los principales resultados de los mecanismos de subasta administrados por el Gestor del Mercado de Gas Natural para los productos de suministro y capacidad de transporte.

3.1 SUMINISTRO

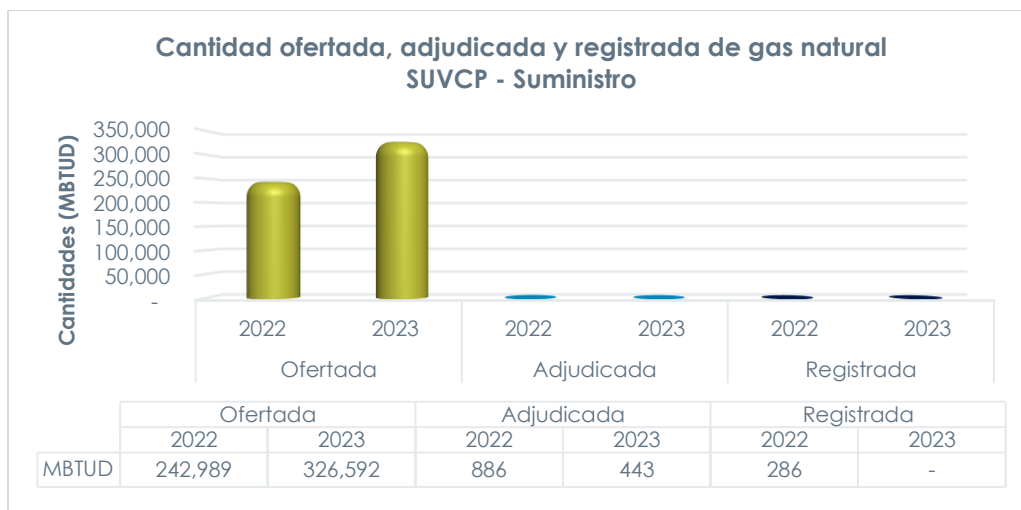
Considerando la periodicidad de los diferentes mecanismos de comercialización de gas natural en el mercado mayorista, para el III trimestre estándar de gas de 2023 se llevaron a cabo 92 Subastas Úselo o Véndalo de Corto Plazo (SUVCP-Suministro), 3 Subastas de Suministro con Interrupciones (SSCI) y 1 Subasta de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB).

3.1.1 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP- Suministro)

A través del mecanismo de Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo de Suministro de Gas Natural, se pone a disposición de los compradores el gas natural que haya sido contratado en firme³ en el mercado primario y que no haya sido nominado para el siguiente día de gas.

Dicha subasta, de acuerdo con la Resolución CREG 186 de 2020 es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria, sus productos son contratos firmes de duración de 1 día. Su ejecución se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SUVCP – suministro, para el III trimestre de 2023 vs 2022⁴.



Fuente: SEGAS

³ Incluye las modalidades de contratos firmes, firmes CF95 (en el 95% de la cantidad contratada), de firmeza condicionada, de suministro C1 (en su componente fijo firme) y de suministro C2 (en su componente fijo más el gas disponible para contratos C2).

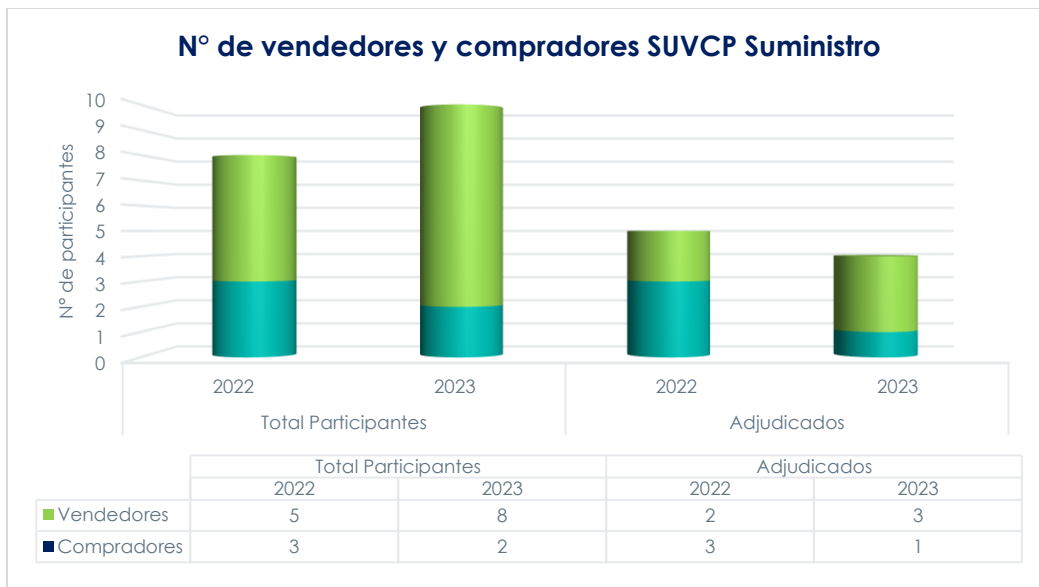
⁴ En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

Puntos de entrega	Cantidad Ofertada (MBTUD)		Cantidad Adjudicada (MBTUD)		Cantidad Registrada (MBTUD)	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
BALLENA	9,405	-	-	-	-	-
CUPIAGUA	81,809	284,470	-	72	-	-
CUSIANA	150,267	42,122	886	371	286	-
FLOREÑA	738	-	-	0	-	-
PROVINCIA	770	-	-	-	-	-
TOTAL (MBTUD)	242,989	326,592	886	443	286	-

Fuente: SEGAS

a. Número de vendedores y compradores SUVCP - Suministro

A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SUVCP – Suministro en el periodo de tiempo estudiado.

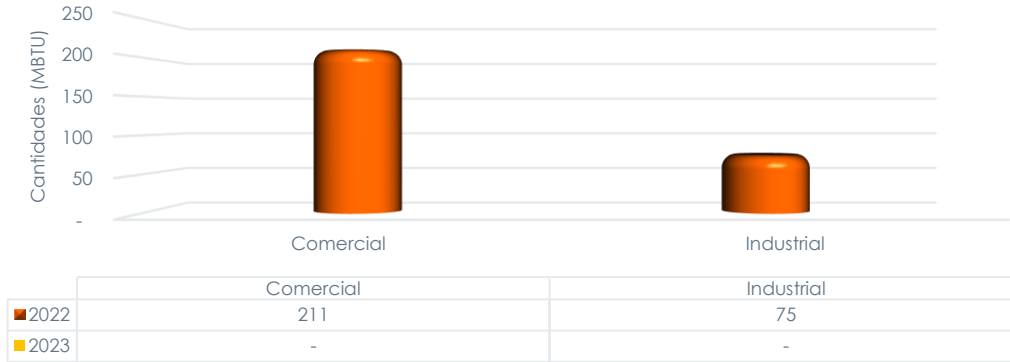


Fuente: SEGAS

b. Demanda por sector de consumo SUVCP – Suministro

Las adjudicaciones de la SUVCP - Suministro en el III trimestre gas de 2022 se registraron con destino a abastecer la demanda de los sectores Industrial y Comercial, en tanto para el mismo periodo de 2023, aunque se presentaron adjudicaciones, no se dispone de operaciones en estado "Contrato registrado" en SEGAS.

Demanda por Sector de Consumo SUVCP Suministro

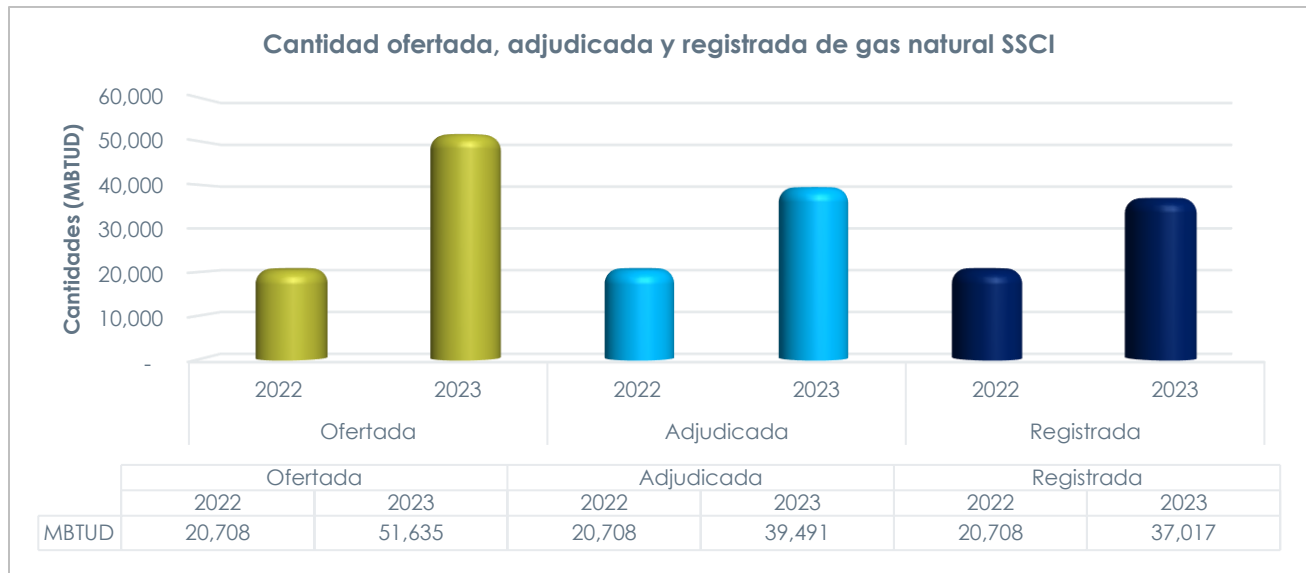


Fuente: SEGAS

3.1.2 Subasta de Suministro con Interrupciones (SSCI)

Esta subasta es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución mensual, y contempla participantes del mercado primario y secundario de gas natural en las puntas de venta y compra. El producto que se subasta es cantidad de energía bajo la modalidad de contrato con interrupciones, cuya duración será de un (1) mes, entrega diaria y vigencia desde las 00:00 horas del primer día calendario del mes hasta las 24:00 horas del último día calendario del mismo mes. La normativa aplicable a este mecanismo está contenida en la Resolución CREG 186 de 2020.

A continuación, se realiza la comparación de las cantidades de gas natural transadas mediante el mecanismo SSCI para el III trimestre gas de 2023 vs 2022.⁵



Fuente: SEGAS

⁵ En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

a. Cantidades ofertadas SSCI

La siguiente tabla consolida los puntos de entrega ofertados en el III trimestre de 2023, el cual se compara con el mismo trimestre del año anterior.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	10,000	14,500
BONGA MAMEY		4,100
BULLERENGUE		3,700
CUPIAGUA	7,282	1,200
CUSIANA	3,426	28,135
TOTAL (MBTUD)	20,708	51,635

Fuente: SEGAS

b. Cantidades adjudicadas SSCI

En el III trimestre de 2023, se presentaron adjudicaciones por un total de 39,491 MBTUD, aumentando frente a lo adjudicado en el mismo trimestre del año anterior. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	10,000	14,500
BONGA MAMEY		4,100
BULLERENGUE		3,700
CUPIAGUA	7,282	1,200
CUSIANA	3,426	15,991
TOTAL (MBTUD)	20,708	39,491

Fuente: SEGAS

c. Cantidades registradas SSCI

En el III trimestre de 2023 se dejaron de registrar 2,474 MBTUD producto de las cantidades adjudicadas en las subastas SSCI desarrolladas.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	10,000	14,497
BONGA MAMEY		4,100
BULLERENGUE		3,700
CUPIAGUA	7,282	997
CUSIANA	3,426	13,723
TOTAL (MBTUD)	20,708	37,017

Fuente: SEGAS

d. Número de vendedores y compradores SSCI

A continuación, se presenta el número de vendedores y compradores que participaron en las SSCI en el periodo de tiempo estudiado.



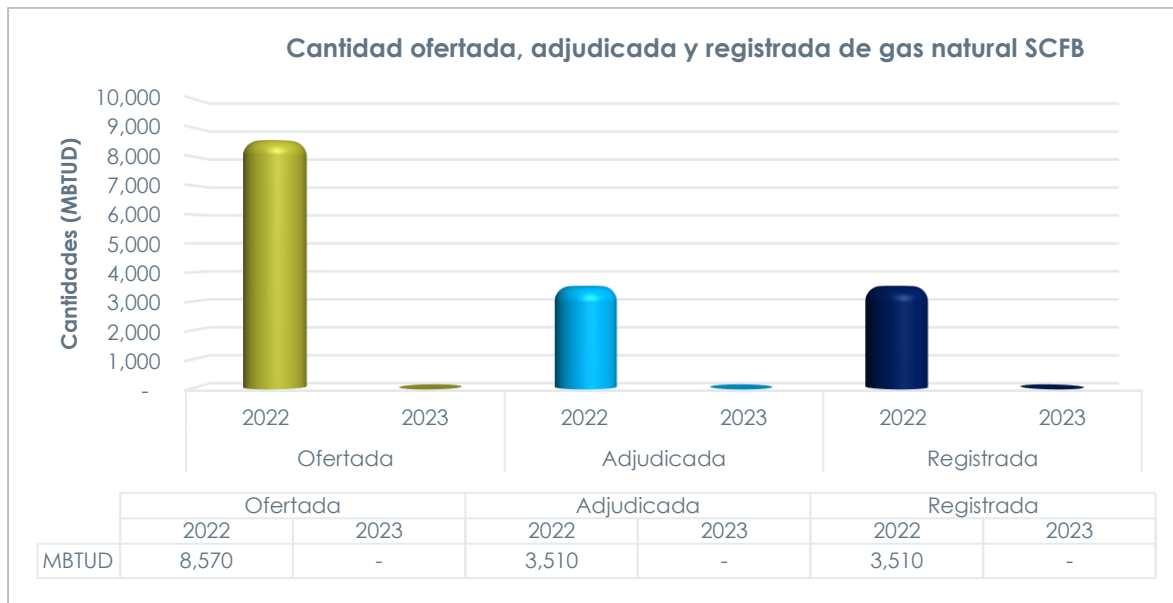
Fuente: SEGAS

3.1.3 Subastas de Contratos Firmes Bimestrales (SCFB)

La Subasta de Contratos Firmes Bimestrales es un mecanismo de negociación de suministro de gas natural, bajo la modalidad de contrato firme y con duración de dos meses calendario. Es una subasta de sobre cerrado y se realiza el décimo segundo día hábil del mes previo al inicio del bimestre de consumo. Contempla participantes del mercado primario y secundario de gas natural en las puntas de venta y compra. La normativa aplicable a este mecanismo está contenida en las Resoluciones CREG 136 de 2014 y 005 de 2017.

Para el III trimestre de 2023 se ejecutó el mecanismo en julio, sin embargo, no se presentó oferta. En el mismo periodo de 2022 fueron puestos a disposición del mercado un total de 8,570 MBTUD presentándose adjudicaciones por 3,510 MBTUD

A continuación, se realizará la comparación de las cantidades de gas natural ofertadas, adjudicadas y registradas mediante el mecanismo SCFB, para el III trimestre de 2023 vs 2022⁶.



Fuente: SEGAS

a. Cantidades ofertadas SCFB

La siguiente tabla muestra los puntos de entrega en los cuales se ofertaron las cantidades para este mecanismo en el III trimestre gas de 2023 y de 2022.

⁶ En la gráfica se presentan cantidades en MBTUD, debe considerarse que son cantidades agregadas trimestralmente.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	1,000	-
CUPIAGUA	5,020	-
CUSIANA	2,550	-
TOTAL (MBTUD)	8,570	-

Fuente: SEGAS

b. Cantidades adjudicadas SCFB

En el III trimestre de 2023, no se presentaron adjudicaciones. En el mismo periodo del año anterior se presentaron adjudicaciones por 3,510 MBTUD. La siguiente tabla presenta las cantidades adjudicadas por punto de entrega.

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	510	-
CUPIAGUA	2,000	-
CUSIANA	1,000	-
TOTAL	3,510	-

Fuente: SEGAS

c. Cantidades registradas SCFB

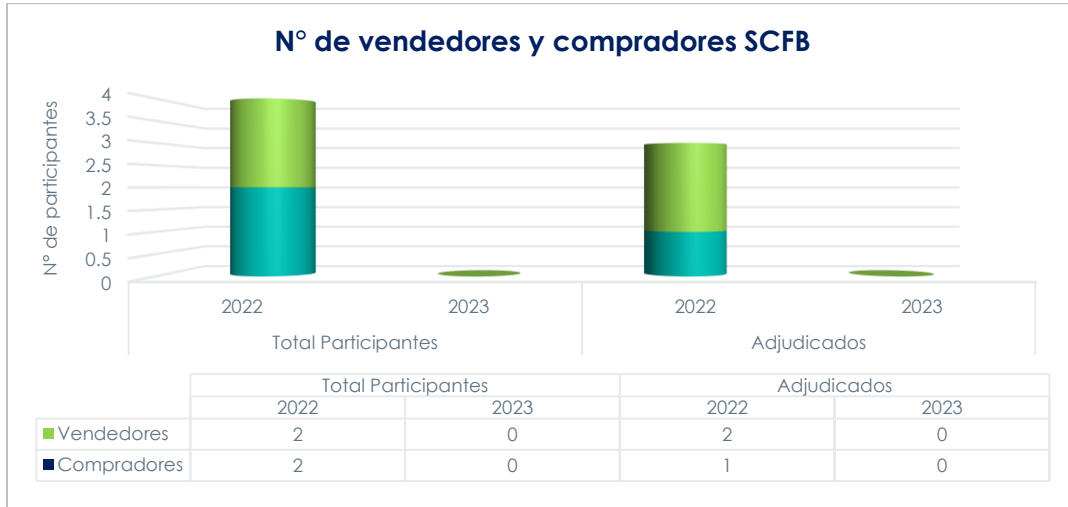
Para el III trimestre de 2023 al no presentarse oferta, no hubo registro de contratos. Para el mismo periodo del año anterior se registró el total de cantidades adjudicadas:

Puntos de entrega	2022 (MBTUD)	2023 (MBTUD)
BALLENA	510	-
CUPIAGUA	2,000	-
CUSIANA	1,000	-
TOTAL	3,510	-

Fuente: SEGAS

d. Número de vendedores y compradores SCFB

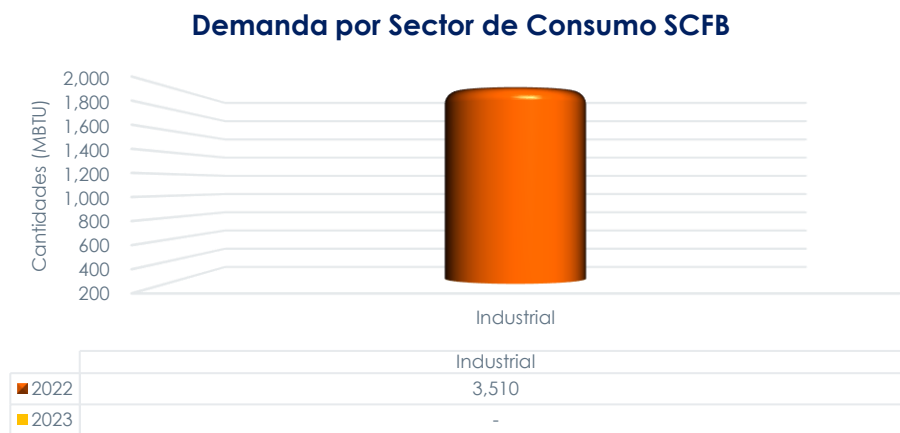
El número de participantes de este mecanismo para el III trimestre gas de 2023 disminuyó. En el mismo periodo del año anterior, sí hubo participación por parte de los agentes.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo SCFB

Para 2023 no se reportó actividad; por el contrario, la contratación de suministro bajo el mecanismo de negociación SCFB en el III trimestre gas de 2022 fue registrada con destino a abastecer al sector Industrial.



Fuente: SEGAS

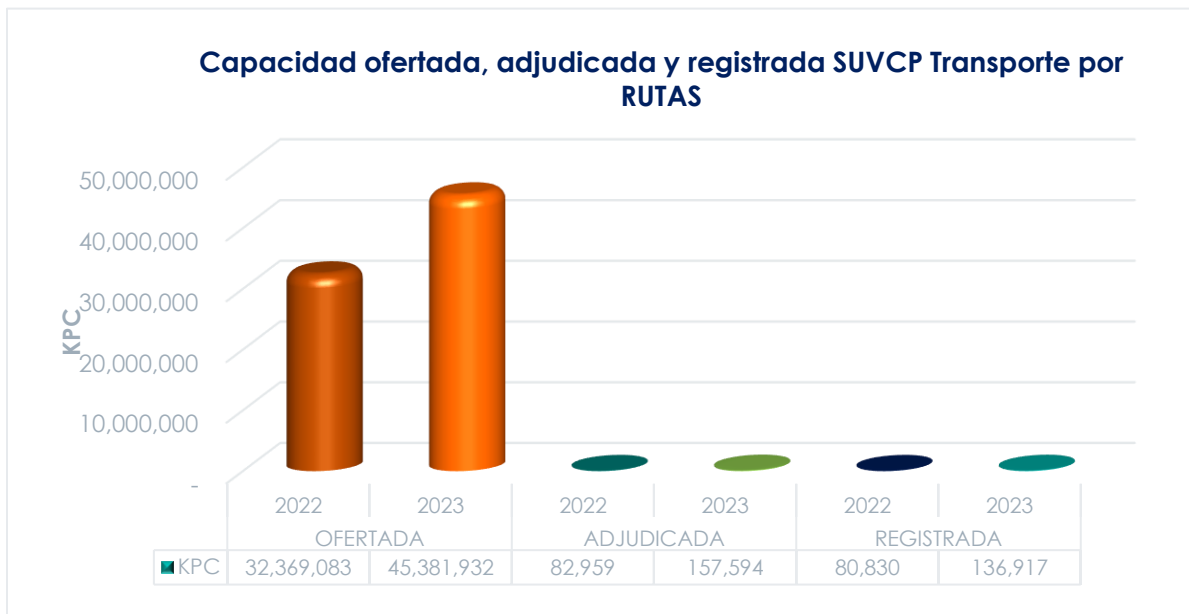
3.2 TRANSPORTE

Para la capacidad de transporte en el tercer trimestre estándar de 2023 se llevaron a cabo 92 subastas de corto plazo para rutas y 92 subastas para tramos. Con respecto al mismo periodo del 2022, se desarrolló la misma cantidad de subastas.

3.2.1 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) Transporte – RUTAS

La SUVCP de capacidad de transporte es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria y se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural. El producto de las subastas son contratos de la modalidad contractual firme con vigencia de un (1) día.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por rutas del trimestre estándar III de 2023 vs el mismo periodo de 2022.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada – Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas más ofertadas en el trimestre estándar III de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumento en un 40% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	5,374,395	9,622,233
BARRANQUILLA - CARTAGENA	3,905,820	7,194,867
CARTAGENA - SINCELEJO	4,985,718	4,549,091
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,702,786	3,399,500
YUMBO/CALI - CALI	2,895,754	3,211,362
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	2,075,078	2,938,533
CUSIANA - SABANA_F	3,041,782	2,653,251
SINCELEJO - JOBO	1,235,104	2,070,862
CARTAGENA - MAMONAL	343,922	2,053,037
VASCONIA - PEREIRA	1,661,164	1,748,191
Otras Rutas	5,147,560 (*)	5,941,005(**)
TOTAL (KPC)	32,369,083	45,381,932

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2022. Cantidad 39 rutas.

** Otras Rutas año 2023. Cantidad 39 rutas.

b. Capacidad adjudicada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar III de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2022. La capacidad adjudicada aumentó en un 90% con respecto al mismo periodo del año anterior.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	7,483	51,853
BALLENA - BARRANCABERMEJA	4,015	38,930
CUSIANA - SABANA_F	33,137	29,862
SEBASTOPOL - VASCONIA	7,837	15,068
CUSIANA - OCOA	17,535	10,370
LA BELLEZA - VASCONIA	4,641	4,746
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,178	2,904
Otras Rutas	5,133 (*)	3,861 (**)
TOTAL (KPC)	82,959	157,594

Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2022. Cantidad 2 rutas.

** Otras Rutas año 2023. Cantidad 5 rutas.

c. Capacidad registrada - Rutas

La siguiente tabla consolida las rutas con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar III de 2023, las cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se observa un aumento en la capacidad registrada del 69% respecto al mismo periodo del año 2022.

RUTAS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
CUSIANA - VASCONIA	6,683	50,410
CUSIANA - OCOA	33,020	29,723
SEBASTOPOL - VASCONIA	2,981	25,188
CUSIANA - SABANA_F	7,837	13,443
VASCONIA - ARMENIA	17,485	7,118
VASCONIA - PEREIRA	4,641	4,720
VASCONIA - MARIQUITA	3,178	2,880
Otras Rutas	5,005 (*)	3,435 (**)
TOTAL	80,830	136,917

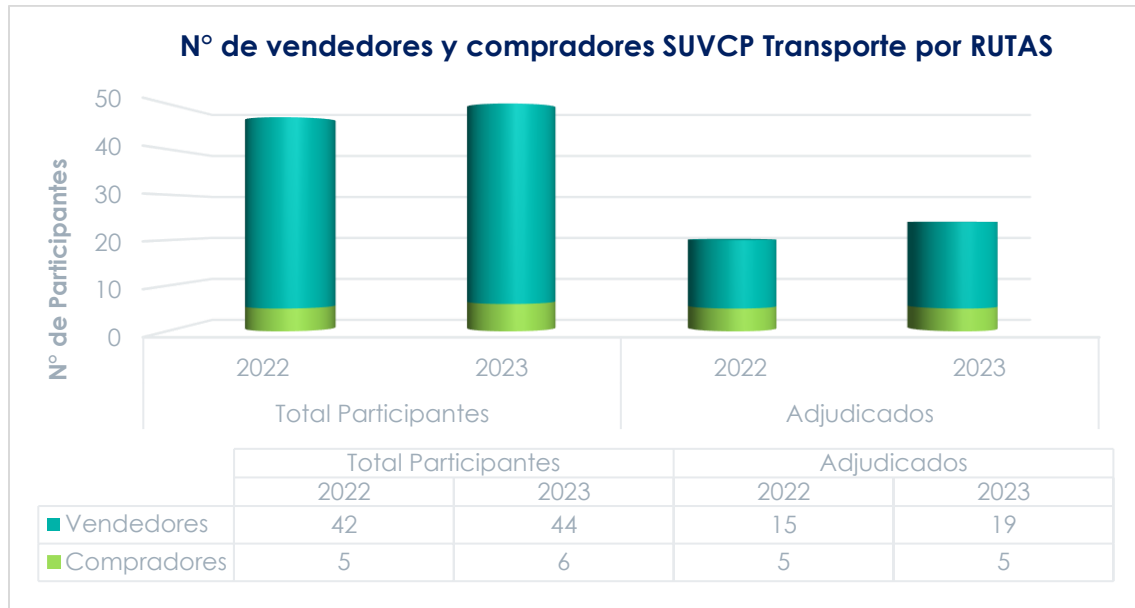
Fuente: SEGAS

* Otras Rutas año 2022. Cantidad 2 rutas.

** Otras Rutas año 2023. Cantidad 4 rutas.

d. Número de vendedores y compradores – Rutas

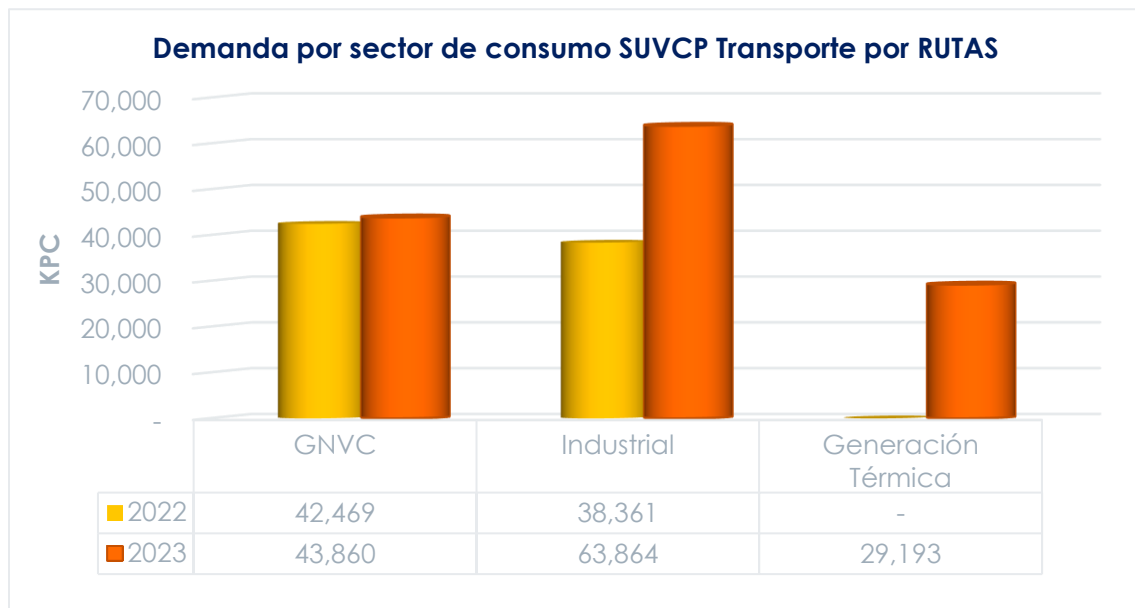
A continuación, se observan los participantes agregados de las SUVCP por rutas del trimestre estándar III de 2023 vs 2022.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Rutas

A continuación, se observan las capacidades registradas por sector de consumo para el trimestre estándar III de 2023 vs 2022. Para los sectores GNVC e Industrial se presentó un incremento en la demanda de transporte de gas en un 3% y 66% respectivamente con respecto al mismo periodo del año inmediatamente anterior.



Fuente: SEGAS

3.2.2 Subasta Úselo o Véndalo Corto Plazo (SUVCP) Transporte – TRAMOS

La SUVCP de capacidad de transporte es de sobre cerrado, de periodicidad de ejecución diaria y se contempla dentro de las operaciones del mercado secundario de gas natural. El producto de las subastas son contratos de la modalidad contractual firme con vigencia de un (1) día.

A continuación, se observa la capacidad de transporte ofertada, adjudicada y registrada mediante la SUVCP de transporte por tramos del trimestre estándar III de 2023.



Fuente: SEGAS

a. Capacidad ofertada - Tramos

La siguiente tabla consolida los tramos más ofertados en el trimestre estándar III de 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. La capacidad ofertada aumentó un 22% en comparación con el mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA MAMI - BARRANQUILLA	5,374,395	9,622,233
BARRANQUILLA - CARTAGENA	3,905,820	7,194,867
CARTAGENA - SINCELEJO	4,985,718	4,549,091
BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL	3,490,806	4,014,218
LA BELLEZA - COGUA	4,432,677	3,733,750
COGUA - SABANA_F	4,424,373	3,699,074
BALLENA - BARRANCABERMEJA	1,698,771	3,360,570
YUMBO/CALI - CALI	2,895,754	3,211,362
CUSIANA - EL PORVENIR	3,177,073	3,017,772
EL PORVENIR - LA BELLEZA	3,115,478	2,947,753
Otros Tramos	12,046,687 (*)	14,852,684 (**)
TOTAL (KPC)	49,547,552	60,203,374

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2022. Cantidad 29 tramos.

** Otros Tramos año 2023. Cantidad 27 tramos.

b. Capacidad adjudicada - Tramos

A continuación, se observan los tramos con mayor capacidad adjudicada para el trimestre estándar III de 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año 2022. La capacidad adjudicada disminuyó en un 68% con respecto al mismo periodo del año anterior.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
LA BELLEZA - COGUA	-	30,470
COGUA - SABANA_F	65,005	19,674
CUSIANA - EL PORVENIR	64,699	19,104
VASCONIA - LA BELLEZA	62,537	12,209
EL PORVENIR - LA BELLEZA	34,743	4,801
VASCONIA - MARIQUITA	26,064	4,683
LA BELLEZA - VASCONIA	430	3,819
Otros Tramos	48,971 (*)	2,144 (**)
TOTAL	302,449	96,904

Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2022. Cantidad 1 tramos.

** Otros Tramos año 2023. Cantidad 3 tramos.

c. Capacidad registrada - Tramos

En la siguiente tabla se observan los tramos con mayor capacidad registrada en el trimestre estándar III 2023, los cuales se comparan con el mismo trimestre del año anterior. Se evidencia una disminución del 72% en las capacidades registradas respecto al mismo periodo del año 2022.

TRAMOS	2022 (KPC)	2023 (KPC)
BALLENA - BARRANCABERMEJA	-	20,397
EL PORVENIR - LA BELLEZA	63,887	17,095
CUSIANA - EL PORVENIR	62,225	16,760
VASCONIA - LA BELLEZA	62,537	10,927
COGUA - SABANA_F	34,743	4,680
LA BELLEZA - COGUA	26,058	4,666
LA BELLEZA - VASCONIA	430	3,559
Otros Tramos	38,207 (*)	2,144 (**)
TOTAL	288,087	80,228

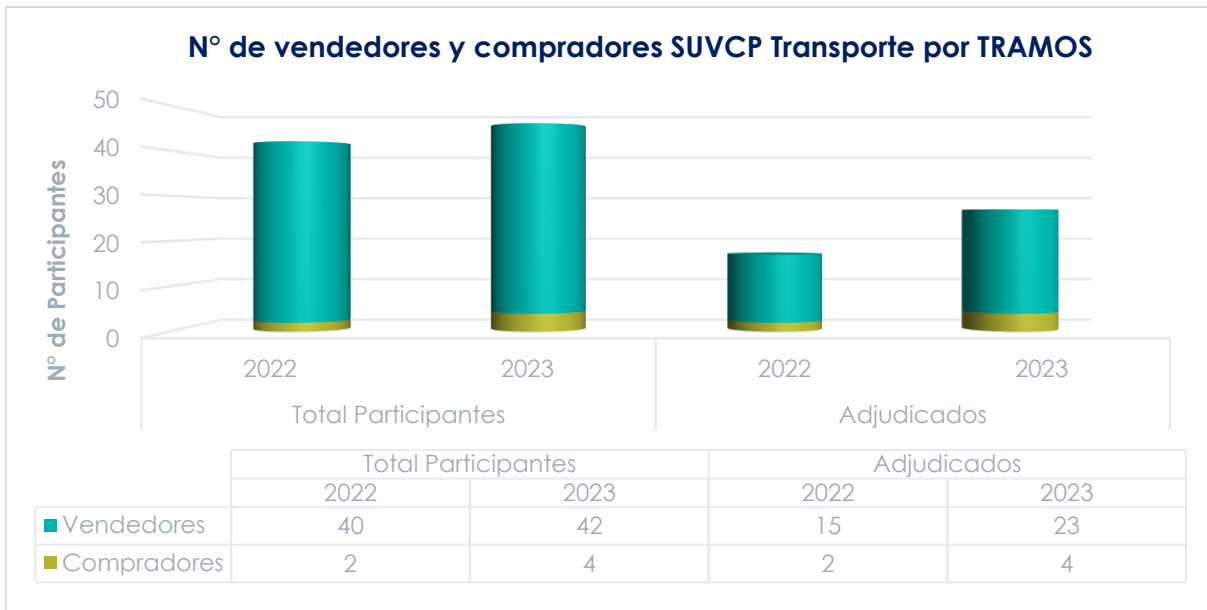
Fuente: SEGAS

* Otros Tramos año 2022. Cantidad 2 tramos.

** Otros Tramos año 2023. Cantidad 3 tramos.

d. Número de vendedores y compradores – Tramos

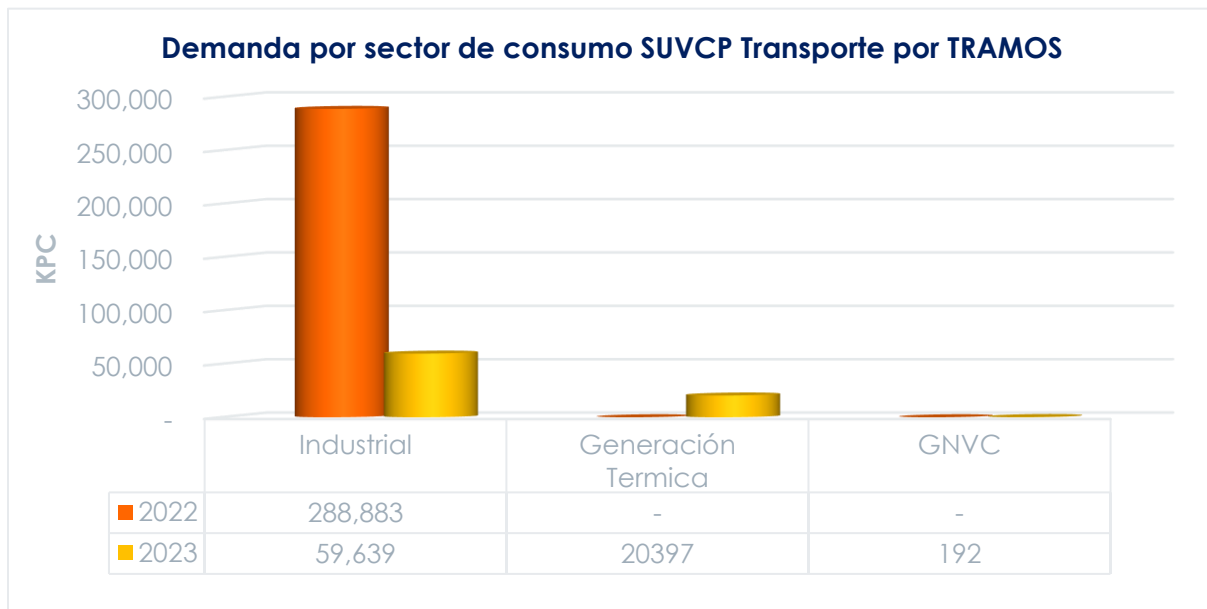
A continuación, se presentan los participantes agregados de las SUVCP – Tramos del trimestre estándar III de 2023.



Fuente: SEGAS

e. Demanda por sector de consumo - Tramos

Para el trimestre estándar III de 2023, se demandó y registró capacidad de transporte por tramos para los sectores Industrial, GNVC, Comercial y Generación Térmica. El sector Industrial disminuyó en un 79% con respecto al mismo periodo del año anterior.



Fuente: SEGAS

4

Reporte de Información sobre Cuentas de Balance

A partir de la obligación establecida por la Comisión al Gestor del Mercado mediante la Resolución CREG 076 de 2019, de monitorear el mercado mayorista de gas natural, se estableció en el numeral v del Artículo 4.3, realizar “Reportes de información sobre Cuentas de Balance”. Consecuentemente, para la recopilación de esta información, el Gestor desarrolló un reporte bajo el INSTRUCTIVO PARA DECLARACIONES DE INFORMACIÓN DE TRANSPORTADORES – RESOLUCIÓN CREG 076 DE 2019 mediante el cual los transportadores registran las cuentas de balance mensuales como resultado de los desbalances que se presentan en sus sistemas de transporte, contemplando lo establecido en la regulación.

CONTEXTO REGULATORIO

El concepto asociado al desbalance o variación de salida ha presentado cambios desde su implementación en el Reglamento Único de Transporte -RUT-, como lo son: i) la modificación en la resolución de la medición y ii) la implementación de compensaciones para límite establecidos a los desbalances en los sistemas de transporte. A continuación, se presenta un breve resumen de los principales conceptos de la regulación vigente.

Por un lado, se definen los **desbalances** y las **variaciones de salida** de la siguiente forma:

- **Desbalance**, se define como la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente en un día de gas⁷.
- **Variación de salida**, se define como diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente, medida de forma horaria o diaria⁸.

Por otro lado, la regulación establece límites para el desbalance acumulado calculado a partir de las cuentas de balance, como también el procedimiento para compensar cuando se supera la condición ($\pm 5\%$), conforme la naturaleza del desbalance, es decir, positivos o negativos:

⁷ CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. DESBALANCE DE ENERGÍA: Se define como la diferencia entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente en un Día de Gas.

⁸ Resolución CREG 185 de 2020 Art. 1. Definiciones. Variación de Salida: diferencia entre la cantidad de energía autorizada por el transportador y la cantidad de energía tomada por el remitente en un punto de salida, medida de forma horaria o diaria. La medición de variaciones de salida será diaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea inferior a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD) y horaria para aquellos puntos de salida donde la capacidad de transporte contratada sea superior o igual a cinco millones de pies cúbicos por día (5000 KPCD).

- **Cuentas de balance**, es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante un mes⁹.
- **Desbalance positivo**, se presenta cuando la energía tomada es superior a la energía entregada por un remitente. Se contabiliza según lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución CREG 008 de 2018¹⁰.
- **Desbalance negativo**, se presenta cuando la energía tomada es inferior a la energía entregada por un remitente. En la actualidad el desbalance negativo está definido en el Artículo 36 de la Resolución CREG 185 de 2020¹¹.

De acuerdo con lo estipulado en la regulación y la información reportada y registrada por los Transportadores al Gestor del mercado, para el siguiente análisis de los datos, se contemplan las siguientes consideraciones:

- La información es reportada a partir del instructivo mencionado anteriormente por parte de los siguientes transportadores del SNT: Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., PROMIGAS S.A. E.S.P., PROMIORIENTE S.A. E.S.P., TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P., TRANSPORTADORA DE METANO S.A. E.S.P., PROMOTORA DE GASES DEL SUR S.A. E.S.P. y COINOGAS S.A. E.S.P.
- La información de cuentas de balance es reportada por los agentes al Gestor, considerando tramos regulatorios y puntos de salida del SNT con resolución diaria y agregado mensual.
- Las cuentas asociadas a los remitentes agregan desbalances de los agentes comercializadores y usuarios no regulados que nominan gas natural en los puntos de salida del SNT.
- Las cifras presentadas en esta sección corresponden a:
 - Cuentas de balance que superan los límites establecidos por la regulación ($\pm 5\%$) agregadas de forma mensual.
 - Gasoductos de los sistemas Costa e Interior.
 - Puntos con consumos mayores a 500 KPCD y menores a 500 KPCD.
 - Agregación de los desbalances de los remitentes en todos los gasoductos del SNT.

La siguiente tabla resume el comportamiento agregado mensual del trimestre junio-agosto 2023 de acuerdo con la información reportada por los transportadores del SNT:

⁹ CREG 071 de 1999 1.1. Definiciones. CUENTA DE BALANCE: Es la diferencia acumulada entre la Cantidad de Energía Entregada y la Cantidad de Energía Tomada por un Remitente durante un mes.

¹⁰ CREG 008 de 2018. Art.1. "(...) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea mayor o igual al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el transportador deberá aceptar en la nominación de transporte a la entrada, para el día D+1, la diferencia entre el equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador y la cantidad total de energía acumulada del desbalance. Si al aplicar este ajuste en la nominación durante cinco (5) días consecutivos no se logra un desbalance acumulado menor al 5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, la cuenta de balance entre el transportador y el respectivo remitente se ajustará automáticamente al 5% el sexto día (...)"

¹¹ CREG 185 de 2020. Artículo 36. "(...) Cuando el desbalance acumulado al término del día D-1 de un remitente sea menor o igual a -5% del equivalente en energía de la capacidad contratada al transportador, el remitente dispondrá hasta el término del día D+1 para entregar al sistema de transporte toda la cantidad de energía acumulada del desbalance. Si el remitente no entrega la energía dentro de este plazo, el transportador tendrá hasta el día D+2 para restituir esa cantidad de energía al sistema, la cual cobrará al remitente a un único precio que se establece conforme al numeral 3 del Anexo 3 de esta Resolución (...)"

Mes	Desbalances (+) acumulados SNT (MBTU)			Desbalances (-) acumulados SNT (MBTU)		
	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador	Transportador - Productor	Transportador - Remitente	Transportador - Transportador
Junio	-	888,063	-	-	-528,613	-
Julio	-	796,882	-	-	-494,934	-
Agosto	-	800,952	-	-	-576,325	-

De lo anterior se destaca que:

	Desbalances (+) acumulados SNT	Desbalances (-) acumulados SNT
Transportador - Productor	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.
Transportador - Remitente	El promedio de los desbalances acumulados positivos del trimestre fue de 828,632 MBTU. Para el mes de agosto se presentó un aumento absoluto de 0.5% respecto a julio.	El promedio de los desbalances acumulados negativos del trimestre fue de -533,290 MBTU Para el mes de agosto se presentó un aumento absoluto de 16.4% respecto a julio.
Transportador - Transportador	No se reportó ningún desbalance acumulado superior a los límites establecidos por la regulación.	No se reportó ningún desbalance acumulado inferior a los límites establecidos por la regulación.

5

Indicadores CREG del Mercado Primario

La Resolución CREG 089 de 2013, modificada por la Resolución CREG 114 de 2017 y posteriormente, por la Resolución CREG 186 de 2020, estableció los indicadores del mercado primario MP. Para su análisis y publicación, el Gestor los ha clasificado en tres grupos de acuerdo con la temporalidad en el reporte y publicación de la información:

INDICADORES DEL MERCADO PRIMARIO		
1. Anual, antes del proceso de negociación	2. Anual, después del proceso de negociación	3. Mensual
La información de este grupo de indicadores contiene datos vigentes previo al proceso de negociación, se calcula y publica con periodicidad anual, las proyecciones no son modificadas durante el año y los datos son reportados en un horizonte donde existe declaración del PP, PTDV y CIDV.	La información de este grupo de indicadores contiene datos vigentes antes y durante el proceso de negociación, se calcula y publica con periodicidad anual, las proyecciones no son modificadas durante el año y los datos son reportados en un horizonte de 12 meses siguientes a la publicación o donde existe oferta comprometida según corresponda.	La información de este grupo de indicadores contiene los datos vigentes al momento del cálculo, se publica con periodicidad mensual, con un horizonte de 12 meses siguientes al mes de publicación o donde exista oferta comprometida según corresponda.
Los indicadores clasificados en este grupo son:	Los indicadores clasificados en este grupo son:	Los indicadores clasificados en este grupo son:
MP1, MP2 y MP3	MP7, MP8, MP9, MP10, MP11, MP12, MP13, MP14*, MP15*, MP21*, MP22*, MP23	MP4, MP5, MP6, MP16*, MP17, MP18, MP19* y MP20*

* De consulta exclusiva para las entidades de vigilancia y control, conforme lo establecido en la regulación.

A partir de las declaraciones de información transaccional realizadas por los agentes registrados ante el Gestor del Mercado, en esta sección se presenta un análisis sobre el comportamiento de los indicadores del mercado primario MP1, MP2, MP3, MP4, MP5, MP6, MP17 y MP18 en su versión agregada, para el trimestre junio a agosto 2023. Estos indicadores y todos aquellos de naturaleza pública pueden ser consultados a través de la página del BEC del Gestor del Mercado¹².

¹² <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/Indicadores%20CREG%20del%20Mercado%20Primario%20%28MP%29>

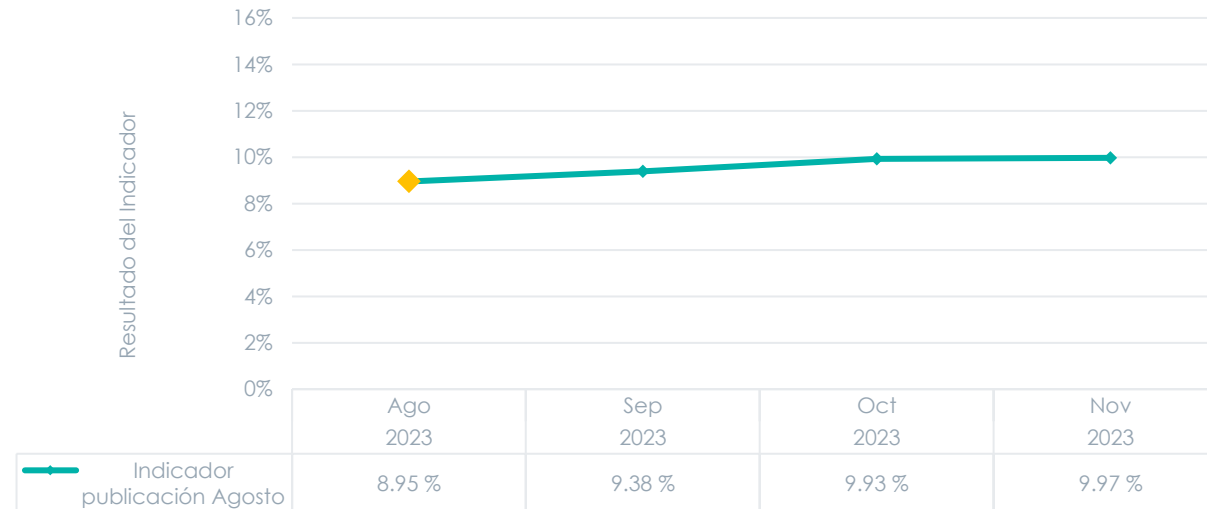
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Periodicidad de publicación Anual, antes del proceso de negociación

Descripción: Producción total disponible para la venta PTDV en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.

$$MP1 = \frac{PTDV}{PP}$$

MP1



Análisis: El valor del indicador para agosto de 2023 entre la publicación del año en curso y la publicación del año inmediatamente anterior presentó una variación negativa del 5%, como consecuencia de una reducción de 3.716 MBTUD en la variable de PP, y una reducción de 5.997 MBTUD en la variable de PTDV.

Los resultados del indicador desde agosto hasta finalizar el año gas oscilan entre el 8.95% y 9.97%, representando la disponibilidad del suministro de gas para la venta respecto del total del potencial de las fuentes de producción.

El promedio de las variables calculadas para el mes de **agosto** y para lo restante del año gas 2023 es:

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

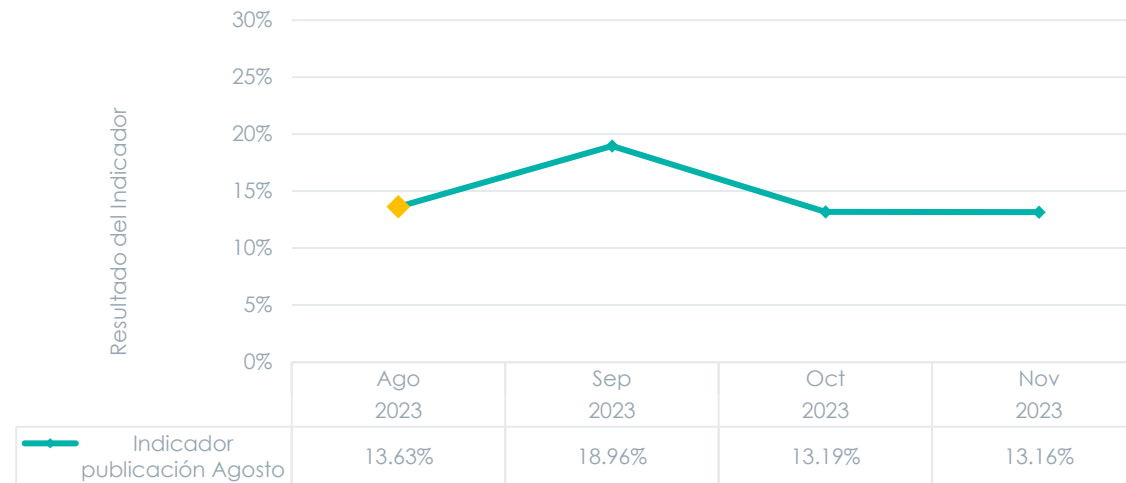
PTDV: 112.293 MBTUD
PP: 1.175.544 MBTUD

Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y PP declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, incluyendo las actualizaciones realizadas por los agentes vía correo electrónico con corte 8 de septiembre.

Descripción: Producción total disponible para la venta en firme PTDVF y cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF en relación con la producción total disponible para la venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 186 de 2020 o aquella que lo modifique, adicione o sustituya.

$$MP2 = \frac{PTDVF + CIDVF}{PTDV + CIDV}$$

MP2



INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Análisis: El valor del indicador para agosto de 2023 entre la publicación del año en curso y la publicación del año inmediatamente anterior presentó una variación negativa del 81%, como consecuencia de una reducción de 220.104 MBTUD en la variable de PTDFV, 178.047 MBTUD en la variable PTDV y 50.000 en la variable de CIDV.

Los resultados del indicador desde agosto hasta finalizar el año gas oscilan entre el 13.16% y 18.96%, representando la disponibilidad del suministro de gas para la venta bajo modalidades que garantizan firmeza, respecto del total de gas disponible para la venta.

El promedio de las variables calculadas para el mes de **agosto** y para lo restante del año gas 2023 es:

PTDV: 112.293 MBTUD

CIDV: 0 MBTUD

PTDFV: 16.510 MBTUD

CIDVF: 0 MBTUD

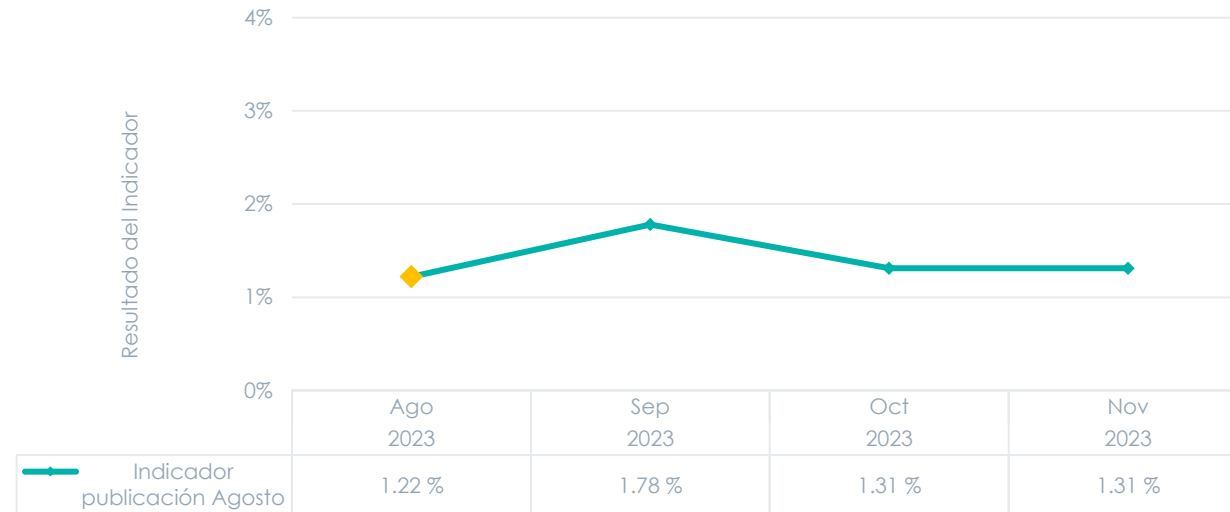
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, así como las variables PTDFV y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2023, incluyendo las actualizaciones realizadas por los agentes vía correo electrónico con corte 8 de septiembre.

MP3

Descripción: Producción total disponible para la venta en firme PTDFV en relación con el potencial de producción PP, según las definiciones del Decreto 2100 de 2011 compilado por el Decreto 1073 de 2015, considerando las declaraciones publicadas por el Ministerio de Minas y Energía.

$$MP3 = \frac{PTDFV}{PP}$$

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



Análisis: El valor del indicador para agosto de 2023 entre la publicación del año en curso y la publicación del año inmediatamente anterior presentó una variación negativa del 93.99 %, como consecuencia de un incremento de 24.705 MBTUD en la variable de PP, y una reducción de 220.104 MBTUD en la variable de PTDVF.

Los resultados del indicador desde agosto hasta finalizar el año gas oscilan entre el 1.22% y 1.78%, representando la disponibilidad del suministro de gas para la venta bajo modalidades que garantizan firmeza, respecto del total del potencial de las fuentes de producción.

El promedio de las variables calculadas para el mes de **agosto** y para lo restante del año gas 2023 es:

PTDVF: 16.510 MBTUD

PP: 1.175.544 MBTUD

Nota: en esta publicación se considera la información de la variable PP declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, así como la variable PTDVF declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2023, incluyendo las actualizaciones realizadas por los agentes vía correo electrónico con corte 8 de septiembre.

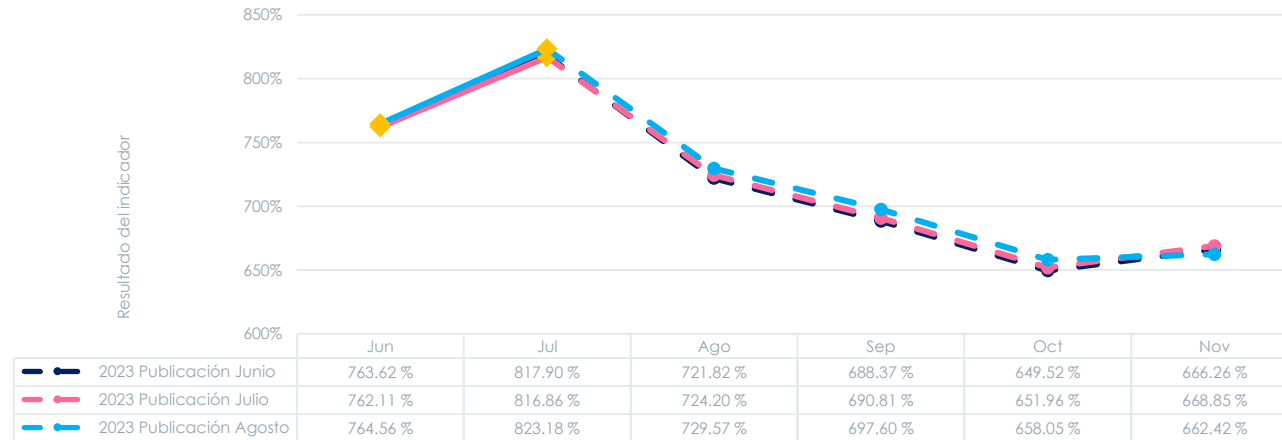
INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Periodicidad de publicación Mensual

Descripción: Oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para venta PTDV y las cantidades de gas importadas disponibles para la venta CIDV.

$$MP4 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{\text{PTDV} + \text{CIDV}}$$

MP4



Análisis: Los resultados del presente indicador tienden a sobrepasar los valores del 100%, pues la oferta comprometida es mayor que la PTDV y la CIDV. Cabe resaltar que la oferta comprometida incluye la contratación de años anteriores al cálculo del indicador, mientras que la PTDV y CIDV representan la disponibilidad de gas declarada por los agentes al momento del cálculo del indicador.

Los valores del indicador para el periodo junio a noviembre de 2023, entre las publicaciones de junio y julio, aumentaron en promedio el 0.19% como consecuencia de un incremento de 500 MBTUD en la oferta comprometida en firme de julio, y 3,700 MBTUD en la oferta comprometida en firme de agosto a noviembre, mientras que las variables PTDV aumentó en un promedio de 153 MBTUD de junio a noviembre.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de julio y agosto, aumentaron en promedio el 0.47% como consecuencia de un incremento de 450 MBTUD en la oferta comprometida en firme de agosto a noviembre, mientras que las variables PTDV disminuyó en un promedio de 438 MBTUD de junio a noviembre

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **junio a agosto** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 765,633 MBTUD
PTDV: 107,326 MBTUD
CIDV: 0 MBTUD

El valor de la CIDV corresponde con la cantidad disponible para la venta puesto por el agente comercializador de gas natural importado que para la publicación del periodo a analizar fue de 0 MBTUD.

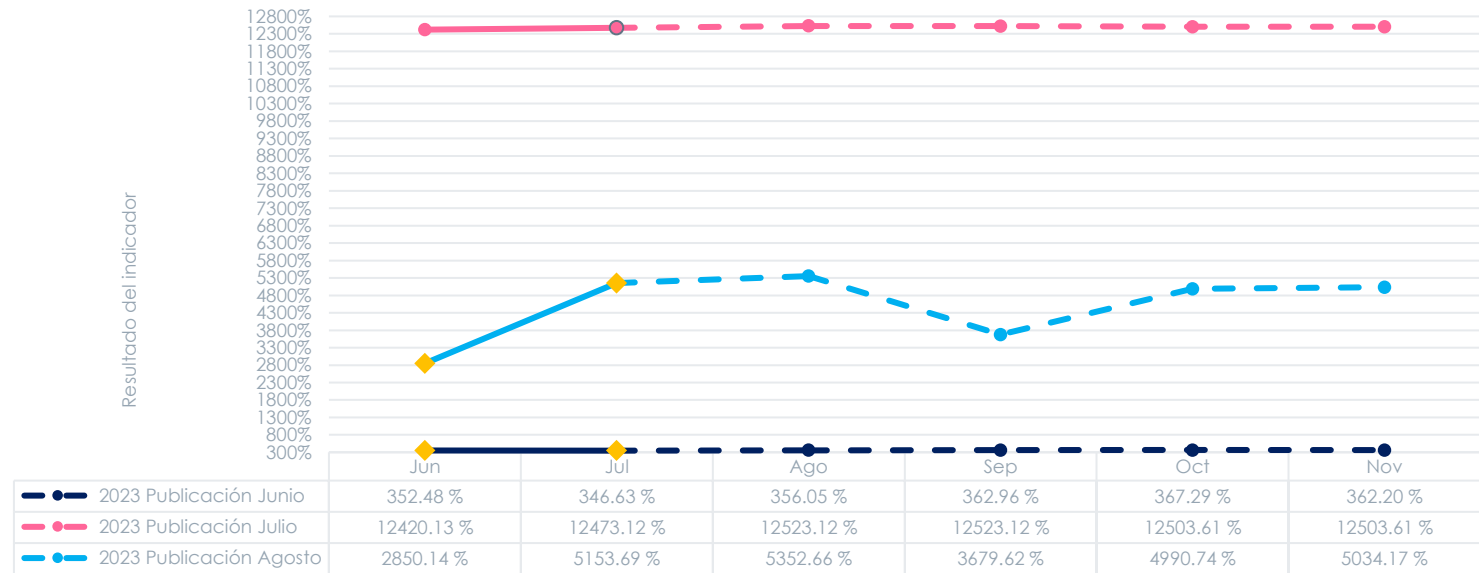
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDV y CIDV declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

MP5

Descripción: Oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con la producción total disponible para la venta en firme PTDVF y las cantidades importadas disponibles para la venta en firme CIDVF.

$$MP5 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{PTDVF + CIDVF}$$

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



Análisis: Los resultados del presente indicador tienden a sobrepasar los valores del 100%, pues la oferta comprometida es mayor que la PTDFV. Cabe resaltar que la oferta comprometida incluye la contratación de años anteriores al cálculo del indicador, mientras que la PTDFV y CIDVF representan la disponibilidad de gas declarada por los agentes al momento del cálculo del indicador.

Los valores del indicador para el periodo junio a noviembre de 2023, entre las publicaciones de junio y julio, aumentaron significativamente como consecuencia de un incremento de 500 MBTUD en la oferta comprometida en firme de julio, y 3,700 MBTUD en la oferta comprometida en firme de agosto a noviembre, mientras que la variable PTDFV disminuyó en promedio 207,836 MBTUD de junio a noviembre.

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de julio y agosto disminuyeron significativamente como consecuencia de un incremento de 450 MBTUD en la oferta comprometida en firme de agosto a noviembre, mientras que la variable PTDFV aumentó en promedio 11,804 MBTUD de junio a noviembre.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **junio a agosto** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Oferta Comprometida: 765,633 MBTUD
PTDVF: 213,986 MBTUD
CIDVF: 0 MBTUD

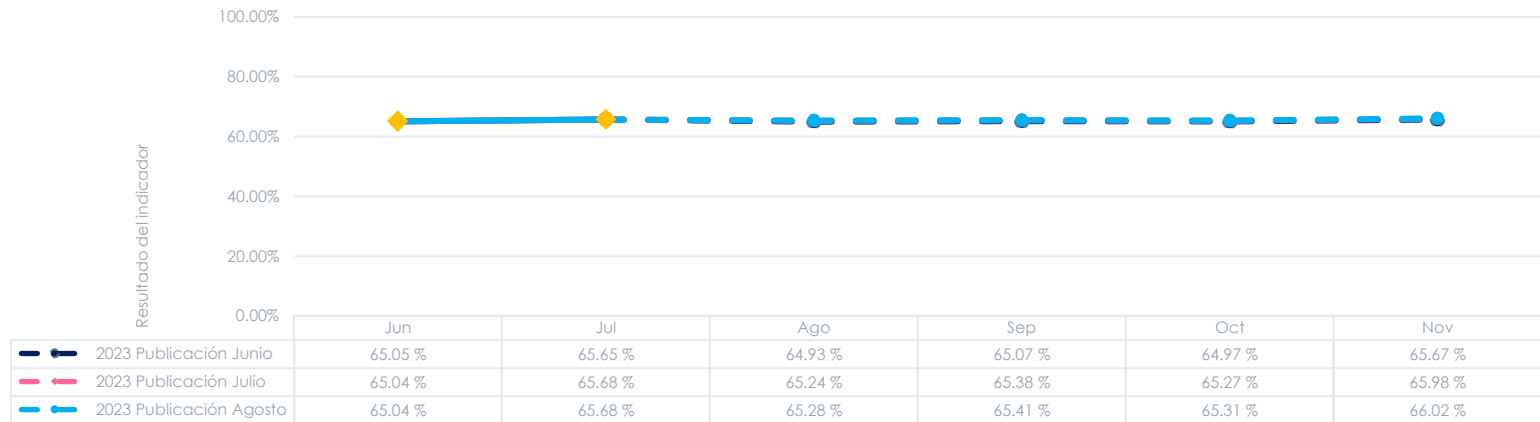
Nota: en esta publicación se considera la información de las variables PTDVF y CIDVF declaradas por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Gestor del Mercado en el año 2023, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

MP6

Descripción: Oferta comprometida en contratos firmes, contratos de suministro con firmeza condicionada y contrato de opción de compra de gas, en relación con el potencial de producción PP.

$$MP6 = \frac{\text{Oferta Comprometida}}{PP}$$

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO



Análisis: Los resultados del presente indicador presentan una visión más general comparado con los indicadores MP4 y MP5, dado que en su formulación contempla el potencial de producción total, por lo tanto, sus valores no deben ser superiores al 100%.

Los valores del indicador para el periodo junio a noviembre de 2023, entre las publicaciones de junio y julio, aumentaron en promedio el 0.32% como consecuencia de un incremento de 500MBTUD en la oferta comprometida en firme de julio, y 3,700 MBTUD en la oferta comprometida en firme de agosto a noviembre, mientras que la variable PP aumentó en promedio 153 MBTUD de junio a noviembre.

Por otro lado, los valores del indicador entre las publicaciones de julio y agosto aumentaron en promedio el 0.04% como consecuencia de un incremento de 450 MBTUD en la oferta comprometida en firme de agosto a noviembre, mientras que la variable PP aumentó en promedio 8 MBTUD de junio a noviembre.

Los resultados del indicador evidencian que, para el trimestre analizado, en promedio el 66% del potencial de producción está contratado bajo modalidades que garantizan firmeza.

El promedio de las variables calculadas para el trimestre **junio a agosto** teniendo en cuenta la publicación del primer mes del trimestre es:

Oferta Comprometida: 765,633 MBTUD

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

PP: 1,173,894 MBTUD

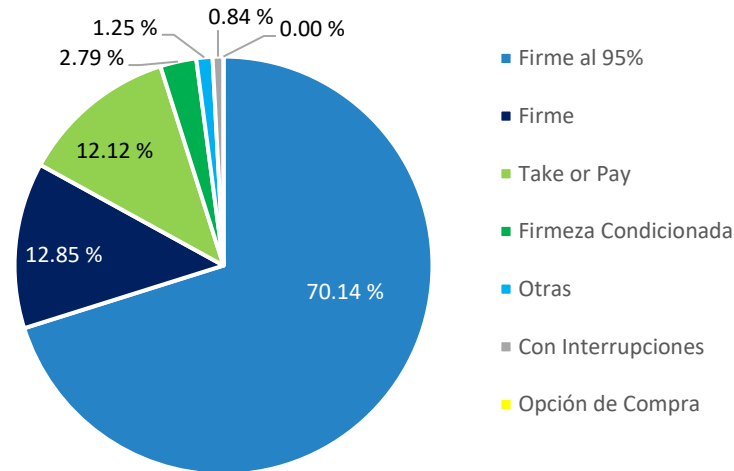
Nota: en esta publicación se considera la información de la variable PP declarada por los Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado al Ministerio de Minas y Energía en el año 2023, con corte a la fecha de publicación mensual del indicador.

Descripción: Cuánto representa cada modalidad de contrato de la demanda regulada en relación con el total de la demanda regulada en contratos.

$$MP17 = \frac{\text{Mod contrato dda reg de gas}}{\text{Dda reg en contratos de gas}}$$

MP17

Participación Agosto - Demanda Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de agosto no presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior, manteniéndose en un total de 305,188 MBTUD en la contratación para la demanda regulada.

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

La participación por modalidad contractual para julio fue la siguiente: Firme al 95% (70.15%), Firme (12.85%), ToP (12.12%), Firmeza Condicionada (2.79%), Otras (1.25%) y Con Interrupciones (0.84%).

De esta manera, se evidencia que la demanda regulada está cubierta principalmente por modalidades que garantizan firmeza de acuerdo con lo reportado por los agentes del mercado.

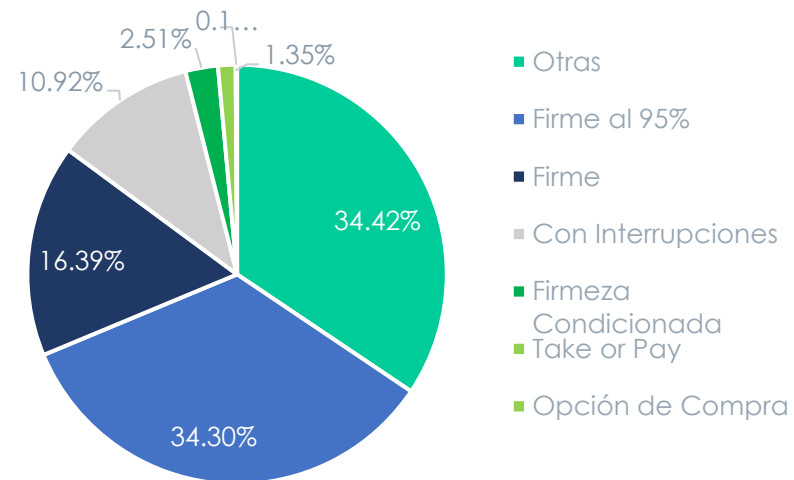
MP18

Descripción: Cuánto representa cada modalidad en relación con el total de la demanda no regulada en contratos.

$$MP18 = \frac{\text{Mod contrato dda no reg de gas}}{\text{Dda no reg en contratos de gas}}$$

INDICADORES CREG DEL MERCADO PRIMARIO

Participación Agosto - Demanda No Regulada



Análisis: El valor del indicador para el mes de agosto presentó variación con respecto al mes inmediatamente anterior aumentando: 500 MBTUD en la modalidad Firme, 3,200 MBTUD en la modalidad Firme al 95%, 3,745 MBTUD en la modalidad Con Interrupciones y en la modalidad Otras 1.110 MBTUD; llegando a un total de 887.331 MBTUD en la contratación para la demanda no regulada.

La participación por modalidad contractual para agosto fue la siguiente: Otras (34.42%), Firme al 95% (34.30%), Firme (16.39%), Con Interrupciones (10.92%), Firmeza condicionada (2.51%), ToP (1.35%) y Opción de compra (0.11%).

De esta manera, la demanda no regulada está cubierta principalmente por modalidades que garantizan firmeza de acuerdo con lo reportado por los agentes del mercado. No obstante, la modalidad Con Interrupciones representa una mayor participación para la demanda no regulada en comparación con la demanda regulada.

6

Convenciones y terminología

1 MBTUD: 1 millón de BTU por día

1 GBTUD: 1.000 MBTUD o mil millones de BTU por día

1 KPCD: 1000 PCD o mil pies cúbicos por día.

SNT: Sistema Nacional de Transporte

OTMM: Otras Transacciones del Mercado Mayorista

GNVC: Gas Natural Vehicular Comprimido

SUVCP: Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo

SSCI: Subasta de Suministro con Interrupciones

SCFB: Subasta de Contratos Firmes Bimestrales

PP: Potencial de Producción.

PTDV: Producción Total Disponible para la Venta.

CIDV: Cantidades Importadas Disponibles para la Venta.

PTDVF: Producción Total Disponible para la Venta en Firme.

CIDVF: Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme.

TRIMESTRE IV: Corresponde a los meses septiembre, octubre y noviembre.

CDP: Capacidad Disponible Primaria.

CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

Congestión Contractual: Condición en la que el valor total de las solicitudes de capacidad firme durante un período en un tramo o grupo de gasoductos es mayor que la capacidad disponible primaria para el mismo período.

Trimestres estándar: Son los trimestres de diciembre a febrero, marzo a mayo, junio a agosto y septiembre a noviembre.